

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la

Recherche Scientifique



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique

Ecole Nationale Polytechnique

Département de Génie Minier

Mémoire de Projet de Fin d'Etudes d'Ingénieur

Thème

Estimation des fluides du fond dans l'Ordovicien de champ de
Nezla-sud avec l'apport de l'outil testeur de formation XPT.

Présenté par :

➤ M. Meftah BEN MAMAR

Dirigé par :

➤ M.Charaf CHABOU (ENP)

➤ Mme.Feriel ZIANI (Sonatrach)

Promotion : juin 2011

Dédicaces :

- *A mes parents pour leurs encouragements,*
- *A mes frères et à mes sœurs,*
- *A Kenza, Saleh, Radhouane, Mokrani , et Dr Sadaoui*
- *A tous mes amis.*

Je dédie ce modeste travail.

Meftah BEN MAMAR

Remerciements

J'adresse mes remerciements :

-Aux membres du jury qui ont bien accepté de juger mon travail ;

-Au Dr Moulley Charaf CHABOU, qui a bien voulu assurer la direction de mon projet de fin d'étude ;

- A Mr le directeur du département évaluation de Sonatrach OULD ALI et à Melle BENBAKIR Amel le chef du département évaluation ;

- A Mme Feriel ZIANI et Fatiha qui m'ont beaucoup aidé dans mon projet ;

-A mes enseignants de l'ENP, et spécialement ceux du département Génie Minier ;

-A toutes les personnes qui m'ont aide, de prés ou de loin, pour la réalisation de ce travail.

Tables des matières

Introduction	1
Introduction	2
Chapitre 1 : Géologie du champ de Nezla sud	3
I.1. situation géographique	4
I.1.1. position et données générales	4
I.1.2. superficie et coordonnées	4
I.2. Historique du champ	6
I.2.1. Découverte et structure	6
I.3. Géologie	8
I.3.1. Cadre structural	8
I.3.2. Structure de Nezla	9
I.3.3. Stratigraphie	10
I.3.4. Aspect pétrolier	14
Chapitre 2 : Présentation des diagraphies	16
II.1. Généralité	17
II.1.1. Introduction	17
II.1.2. Les condition de mesures	17
▪ Diamètre du sondage	17
▪ Boue de forage	17
▪ L'excentricité de la sonde	17
▪ Vitesse d'enregistrement	17
▪ Tubage et cimentation	17
▪ Température	18
▪ Pression	18
II.2. Les diagraphiques enregistrées dans la zone d'étude	19
II.2.1. Généralités	19
II.2.2. Diagraphie électrique	20

▪	Diagraphie de résistivité.....	20
▪	Les principales applications de la mesure de la résistivité.....	23
II.2.3.	Diagraphie nucléaire.....	23
▪	Diagraphie de rayons gamma naturels.....	23
▪	Diagraphie de spectrométrie de rayons gamma naturels.....	25
II.2.4.	Diagraphie de densité.....	25
II.2.5.	Diagraphie neutron.....	27
II.2.6.	Diagraphie sonique.....	29
Chapitre 3 :	Etude diagraphie des sondages.....	31
III.1.	Généralités.....	32
III.1.1.	Matrice.....	32
▪	Matrice simple.....	32
▪	Matrice complexe.....	32
▪	Matrice propre.....	32
➤	Les Argiles.....	32
▪	Argiles laminées.....	32
▪	Argiles dispersées.....	32
▪	Argiles structurales.....	32
III.1.2.	Les fluides.....	32
III.1.3.	La lithologie.....	32
III.2.	Paramètres pétro physiques.....	33
III.2.1.	La porosité.....	33
▪	Porosité totale (Φ_T).....	33
▪	Porosité inter granulaire (primaire Φ_1).....	33
▪	Porosité de fissure et de fracturation (secondaire Φ_2).....	33
▪	Porosité effective (Φ_{eff}).....	33
▪	Porosité connectée (Φ_c).....	33
▪	Porosité potentielle (Φ_{pot}).....	33

III.2.2. La Densité (ρ).....	33
III.2.3. La Résistivité.....	34
III.2.4. La Saturation.....	34
III.3. Interprétation.....	34
III.3.1. Détermination des zones réservoirs.....	34
III.3.2. Estimation du volume et des paramètres d'argile.....	35
▪ Définition du volume d'argile V_{SH}	35
▪ Détermination des paramètres d'argile.....	36
III.3.3. Identification minéralogique.....	36
III.3.4. Détermination de la résistivité de la zone vierge (R_i).....	38
III.3.5. Détermination des porosités.....	38
▪ Porosité neutron (Φ_N).....	38
▪ Porosité densité (Φ_D).....	38
▪ Détermination de la porosité effective.....	39
III.3.6. Détermination du type d'argile.....	39
III.3.7. Détermination de la saturation en eau de la formation.....	39
III.3.8. Les paramètres matriciels $\rho_{ma}, \Delta T_{ma}$	40
III.4. Analyse des résultats.....	41
III.4.1. Analyse régionale.....	41
III.4.2. Analyse locale.....	41
▪ Puits NZ-22.....	41
▪ Puits NZ-23.....	41
▪ Puits NZ-25.....	42
Chapitre 4 : Présentation de l'outil l'XPT.....	43
IV.1. Introduction.....	44
IV.2. Description de l'outil XPT.....	45

IV.2.1. La configuration de l’outil.....	45
IV.2.2. Principe de mesure.....	46
▪ Spécification physique de l’outil.....	47
▪ Spécification des jauges.....	48
IV.2.3. Description des composants de l’outil.....	48
▪ Système d’ancrage.....	48
▪ Ensemble packer / probe.....	48
▪ Pré-test électromécanique.....	49
IV.2.4. Avantages du XPT.....	49
IV.2.5. Autres caractéristique du XPT.....	49
IV.2.6. Application du XPT.....	50
IV.2.7. Interprétation	50
IV.2.8. Mesures effectuées par le XPT.....	50
▪ Mesure de pression pendant le pré-test.....	50
▪ Analyse du pré-test.....	51
▪ Analyse de la pression hydrostatique.....	51
▪ Analyse de la pression de formation.....	51
IV .2.9. Interprétation des profils de pression	52
IV.3. Application.....	53
▪ Puits NZ-23.....	53
▪ Evaluation des contacts	53
Chapitre 5 . Synthèse des résultats et conclusions.....	55
V .1. Synthèse des résultats.....	56
V .2. Conclusion.....	57
➤ Bibliographie	58
➤ Résumé.....	59

Tables des figures

Figure I.1. Les unités géologiques de l'Algérie et situation du champ de Nezla.....	5
Figure I.2. Colonne litho stratigraphique, nomenclature des marqueurs et localisation des principaux objectifs des réservoirs de Nezla.....	13
Figure I.3. Carte de position des puits de Nezla.....	15
Figure II.1. Schéma de l'outil à focalisation sphérique.....	21
Figure II.3. Schéma de principe de mesure de gamma ray.....	24
Figure II.4. Principe de l'outil compensé FDC.....	26
Figure II.5. Principe de l'outil LDT (doc. Mémoire du géoscience).....	26
Figure II.6. Schéma de la sonde CNL	28
Figure II.7. Schéma de la sonde BHC.....	30
Figure III.1. Identification Minéralogique	37
Figure III. 2. Détermination de la nature des argiles exemple (NZ-25).....	40
Figure V.1. XPT (Xpress pressure Tool) , mécanisme de fonctionnement.....	44
Figure V.2. Configurations physiques du XPT (document Schlumberger).....	45
Figure V.3. Profil de pression typique (document Schlumberger).....	46
Figure V.4. Ensemble packer / prob (document Schlumberger).....	48
Figure V.5. Exemple d'un profil de pression.....	52
Figure V.6. Profil de pression du puits NZ-23.....	54

Introduction

Introduction

Les hydrocarbures étant la 1^{ère} source d'énergie dans le monde et particulièrement en Algérie. Ils occupent une large place dans l'économie mondiale.

La découverte des gisements d'hydrocarbures suscite un grand intérêt pour les compagnies pétrolières, afin de développer plusieurs méthodes d'exploitation, de développement et de production.

Ces méthodes sont continuellement améliorées pour atteindre les objectifs souhaités. Parmi toutes ces techniques, les diagraphies occupent une place incontournable dans l'évaluation des réservoirs et la prospection pétrolière. Leur apport aide à mieux définir les paramètres réservoir les plus importants.

Cependant, l'application unique de cette méthode s'avère insuffisante ; c'est pour cela et afin de combler quelques lacunes, nous nous sommes intéressées dans notre étude à une nouvelle forme d'outil appelé XPT [Xpress Pressure Tools].

Le XPT fournit une série de mesure de pression afin d'établir les profils pour mieux cerner les contacts entre les fluides [GOC, OWC, GWC] par rapport aux résultats déjà obtenus en utilisant les diagraphies.

L'apport de cet outil permet de mieux définir le type de fluide contenu dans la formation en mesurant sa densité grâce aux différents échantillons prélevés le long du réservoir.

A cet effet, le département « *Producing Engineering and Development* » (PED), de la division production Sonatrach nous a proposé le thème suivant : « Estimation des fluides du fond dans le champ de Nezla » ; dans le but de prouver l'efficacité de notre outil ainsi que ses objectifs et son apport aux diagraphies.

Afin d'atteindre les objectifs souhaités, il nous est apparu fondamental de commencer par faire un état de site et par la suite évaluer les paramètres pétrophysiques définis par les diagraphies et interpréter qualitativement et quantitativement ces données.

Je continuerai avec la présentation du XPT et ses différents modules ainsi que son application.

Je terminerai avec l'analyse et la synthèse de nos résultats obtenus avec notre outil et son apport aux diagraphies.

Chapitre 1 :Géologie du champ de Nezla Sud

I.1. Situation géographique

I.1.1. Position et données générales :

Le champ de Nezla Sud est situé à environ 120 Km au sud-est de Hassi Messaoud, à 1030 Km au sud-est d'Alger et à 25 km au nord de la base de vie de Gassi Touil . (Voire figure 01).

Altitude : 190 m environ.

Climat : chaud et sec.

Températures : max =50°C et min=-5°C

Type de paysage : plateaux de sable avec des cordons de dunes.

Vents dominants : nord est-sud ouest.

Période de vent de sable : février, mars et avril.

Pluviométrie : très faible pendant l'hiver, absente pendant le reste de l'année.

I.1.2.Coordonnées :

Coordonnées UTM :

X=26650 à 267200

Y=3405200 à 3391560

Coordonnées géographiques :

X=6°30'0'' E à 6°38'0'' E

Y=30°45'0'' N à 30°38'0'' N



Figure I.1 : Les unités géologiques de l'Algérie et situation du Champ de Nezla
(d'après Wec Algérie, 1995)

I.2. Historique du champ

I.2.1. Découverte et structure

La structure de Nezla Sud a été mise en évidence par la sismique réflexion sur le permis de Hassi Touareg (COPEFA-1958) et donné lieu à l'implantation de deux forages: NEZLA-1 en 1960 et NEZLA-2 en 1961.

Ces deux sondages ont montré une importante accumulation de gaz au niveau des grès du Trias Argileux Gréseux Supérieur et du Permo-Trias (Argileux Gréseux Inferieur).

L'Ordovicien sous-jacent (grès d'Ouargla et **Quartzites de Hamra**), bien qu'ayant fourni du gaz à NEZLA-1, s'est révélé bien trop compacte pour représenter un réservoir intéressant.

La poursuite de l'exploration au sud du permis de Hassi touareg sur la structure de Gassi Touil (GT-1 et GT-2 en 1961), a permis de confirmer l'existence de ces deux réservoirs, l'un envahis par le gaz.

En 1962-1963, le sondage de GT-3 implanté sur la bordure de la structure, a trouvé un anneau d'huile à la limite du gisement de gaz. La découverte de cet anneau d'huile a permis d'envisager une situation analogue sur la structure de NEZLA qui a débordé sur la structure d'ELAZIBA.

Par ailleurs, le sondage de NZ-2 a montré une réduction d'épaisseur des grès inférieurs vers l'est, ce qui a permis de ne pas trop s'éloigner de NZ-1 dans cette direction, pour les prochains forages.

Après l'étude structurale du flan Est de la structure de NEZLA menée en commun par une équipe C.E.P-SNREPAL et qui a fait l'objet du rapport: « étude sismique de la structure de NEZLA (C.E.P-SNREPAL-1963) », il a été décidé l'exploration du flanc Est de façon progressive par l'implantation du puits NZE-1, dans un premier temps. La position structurale du projet NEZLA EST a été calculée de telle sorte que le mur du réservoir supérieur soit à la même côte que le mur du réservoir inférieur dans la position la plus basse où il a été reconnu (sondage NZ-2). Cette position qui conduit notamment à :

La possibilité de trouver un éventuel plan Gaz/Huile dans les grès supérieurs et le plan d'eau à l'intérieur des grès inférieurs, aboutit à une descente structurale de l'ordre de 400m au toit des grès supérieurs, par rapport à NZ-1.

Les résultats de ce forage ont mis en évidence du gaz dans les grès supérieurs qui sont un réservoir moyen, tandis que les grès inférieurs se sont révélés un réservoir médiocre à nul envahi d'eau salée.

En outre, il a été mis en évidence une perte des qualités pétro-physiques du réservoir qui s'expliquait essentiellement par *l'enrichissement des grès du TAGS en ciment argileux et sans doute aussi par un passage latéral des niveaux gréseux dans NZ-1, à des niveaux argileux dans NZE-1.*

Le réservoir inférieur s'est révélé plus riche en argile et en nourrissage secondaire en silice et perd définitivement tout intérêt puisqu'il se situe sous le plan d'eau.

Un autre forage (NZ-3) a été implanté à la fin 1970 et a été destiné à reconnaître l'existence d'une éventuelle accumulation d'huile dans les réservoirs Triasiques Inférieurs et Ordovicien en position structurale intermédiaire entre NZ-1 et NZ-2 gazière et NZE-1 aquifère. Le Trias Supérieur, certainement dans le gaz, ne constitue pas un sujet d'exploration, les résultats de ce forage ont montré que le TAG-I et l'Ordovicien sont des aquifères.

I.3. Géologie

I.3.1. Cadre structural

Dans un contexte structural global, la région de NEZLA, se situe au nord d'un ensemble de structures en Horsts et Grabens, allongées suivant une direction sud méridionale sur plus de 500 Km. Ces structures, affectées par des accidents sub-méridionaux très importants atteignant parfois le socle, s'étendant du nord du Hoggar jusqu'à la dépression Abou Dorbane.

De l'Ouest en Est, ces structures présentent une succession de Horsts et Grabens.

- Zone Horsts-anticlinal Amguid-Messaoud.
- Sillon en forme de Grabens d'Abdou Dorbane.
- Zone Horsts-anticlinal Amguid-El Biod ; Hassi Touareg dont le prolongement Nord-Est est le bourrelet de d'Alenida.
- Sillon en forme de Graben Bled Safia-Tartrat.
- Zone Horst-anticlinal Issaoui-Mellen-Rhourde Nouss.

Au nord de tous ces grands axes structuraux, plusieurs bourrelets, séparés par des sillons, sont mis en évidence. Les structures de Gassi Touil, Nezla et Hassi Touareg, sont positionnées sur l'un de ces bourrelets, le bourrelet Hassi Chergui-Rhourde et Baguel. Ce dernier est limité structurellement par, le bourrelet Azzel-N'sir à l'Ouest, le sillon en forme de Grabens de Bled Safia-tartrat au Sud, le bourrelet Merfeg-Gassi el Adem à l'Est, et le sillon en forme de Graben d'Abou Dourbane au nord.

Sur le bourrelet Hassi Chergui-Rhourde el Baguel, plusieurs structures ont été mises en évidence du Nord au Sud, nous voyons successivement, la structure de Hassi Chergui, Gassi Touil, Nezla et Rhourde el Baguel.

Le champ de Nezla découvert à la suite d'une campagne sismique datant de 1958, se situe approximativement dans la partie centrale de ce bourrelets, deux culminations ont été décelées ;

- Une culmination Nord
- Une culmination Sud

I.3.2. Structure de Nezla

Prise dans son ensemble, cette structure se présente, comme un anticlinal légèrement allongé, d'orientation Nord Nord Ouest-Sud Sud Est.

La fermeture Ouest, est assurée par un accident tectonique majeur, dont le rejet est estimé à plus de 1000m, ce dernier faisant suite aux grands accidents qui ont affectés la plate forme saharienne et ce depuis le Paléozoïque.

Deux autres accidents, d'orientation Nord Ouest-Sud Est, s'avérant être des ramifications de l'accident majeur, assurant la fermeture Sud- Ouest et Sud du gisement. L'un de ces accidents, a été prouvé à la suite d'une campagne sismique de détail datant de 1974,

La pente du flanc Ouest, affectée par une faille subvertical est plus accentuée que celle du flanc Est.

A noter que tous les accidents tectoniques sont des failles normales subverticales.

La dimension de cette structure est d'environ 12×7 Km, la fermeture pratique est de 600 m environ.

Dans la région trois discordances ont été reconnues :

- La Discordance Hercynienne ;
- La Discordance Autrichienne ;
- La Discordance Cénozoïque.

La disposition actuelle des dépôts post-autrichiennes, remarqués par leur horizontalité nous montrent qu'à la suite de la phase tectonique autrichienne à l'échelle très locale, la région de Nezla est pratiquement demeurée stable.

Le Paléogène est inexistant dans la région et n'a jamais été rencontré par les sondages. Les dépôts mio-pliocènes, bien qu'horizontaux, reposent en discordance sur le Sénonien carbonaté.

I.3.3. Stratigraphie

La stratigraphie du champ de Nezla Sud est représentée par le Tertiaire, le Crétacé, le Jurassique, le Trias, et l'Ordovicien.

Le Tertiaire comprend : le Mio-Pliocène, qui repose sur le Crétacé en discordance. La discordance Autrichienne fait disparaître la base du Crétacé inférieur.

L'Ordovicien supérieur, le Carbonifère et le Permien ne figurent pas dans la coupe. La discordance Hercynienne fait reposer le Trias inférieur sur l'Ordovicien. (Voir figure 02).

***Mio-Pliocène*: épaisseur 200 m**

Sable grossier, ocre, mal consolidé à ciment carbonaté très légèrement feldspathique avec de rares intercalations d'argile ocre, plastique, sableuse, légèrement calcaires et de gravier, gris-blanc avec des passées de calcaire blanc. Présence de silex.

***Sénonien carbonaté*: épaisseur 160 m**

Dolomie blanchâtre, compacte, microcristalline, crayeuse, parfois beige cryptocristalline, vacuolaire, marneuse, très fossilifère avec rares passées d'anhydrite.

***Sénonien lagunaire*: épaisseur 175 m**

Dolomie blanchâtre, cristalline, compactée ou vacuolaire beige à grise à passées de dolomie argileuse grise, d'argile dolomitique verte et rouge et mince banc d'anhydrite blanche gypsifère, surtout à la base.

***Sénonien salifère*: épaisseur 2 m**

Argile salifère dolomitique avec minces niveaux de sels incolores et passées marneuses.

***Turonien*: épaisseur 110 m**

Calcaire beige, compact ; cristallin ou crayeux, parfois dolomitique englobant une zone de marno-calcaire dolomitique parfois oolithique et souvent fossilifère.

***Cénomaniens*: 130 m**

Alternance d'anhydrite blanche à grise, de dolomie granuleuse, fine, grise fossilifère, de dolomie pseudolithe, d'argile verte et rouge dolomitique. Argile plastique, sableuse, bariolée, grise et verte, sable fin à grès légèrement argileux.

***Albien*: épaisseur 110 m**

Silts et sable fin parfois consolidé, légèrement dolomitique et gypso-anhydritique devenant plus argileux au sommet; rares feldspaths et rares débris de lignites, nombreuses passées d'argiles plastiques gris-vert rarement indurées, parfois silteuses.

***Néocomien*: épaisseur 100 m**

Argile bariolée, brune et verte et grès fin induré, parfois légèrement dolomitique.

***Malm*: épaisseur 190 m**

Niveau d'anhydrite et d'argile au sommet. Argile bariolée plastique à passées de sables fin roux; quelques niveaux d'alternances d'anhydrite blanche et d'argile grise vers la base; fines passées silteuses et intercalations d'anhydrite.

***Dogger argileux*: épaisseur 230 m**

Argile verte et rouge, parfois dolomitique avec passées d'anhydrite rose, de dolomie micro à cryptocristalline grise à beige, fossilifère, parfois marneuse et de grès fin à moyen, argileux, pouvant être faiblement gypseux, pyriteux. Traces de lignites. Vers la base, passées silteuses.

***Dogger lagunaire* : épaisseur 80 m**

Anhydrite blanche et argile rouge et brune parfois fortement gypseuse, à passées de dolomie beige, compacte, granuleuse et grenue. Intercalations d'anhydrite et de gypse.

***Lias dolomitique (LD1)* : épaisseur 45 m**

Anhydrite blanche et argile bariolée ; argile dolomitique et dolomie beige fine à grise, grenue vacuolaire.

***Lias salifère (LS1)* : épaisseur 115 m**

Alternances de sel massif blanc, rose et d'argile plastique grise. Quelques bancs d'anhydrite blanche.

***Lias dolomitique (LD2)* : épaisseur 60 m**

Alternances d'anhydrite blanche, d'argile brune et verte, salifère, de sel hyalin et de dolomie pseudoolitique, beige.

***Lias salifère (LS2)* : épaisseurs 70 m**

Sel massif hyalin rougeâtre à passées d'argile grise-noire à noire et d'anhydrite. Les passées d'argile grise deviennent plus importantes au milieu.

***Lias dolomitique (LD)* : épaisseur 25 m**

Alternance d'argile bariolée dolomitique, de dolomie grenue à microgrenue, argileuse et anhydrite.

***Trias salifère (TS1)* : épaisseur 40 m**

Argile plastique beige, rouge et verte, parfois salifère ou anhydritique, sel massif rose et anhydrite, vers la base argile gris-noire.

***Trias salifère* : épaisseur 270 m**

Sel massif hyalin à rougeâtre à passées d'argile gris-noire à noire et d'anhydrite. Les passées d'argile gris-noire deviennent plus importantes au milieu.

***Trias salifère (TS3)* : épaisseur 245 m**

Sel massif hyalin à rougeâtre et rares passées d'argile gris-vert et brin-rouge, salifère.

***Trias argileux* : épaisseur 60 m**

Argile plastique, salifère devenant silteuse vers la base avec de fin lits de siltstone gris-vers ; présence d'argile verte avec de gros quartz arrondis, fissures remplies de sel.

***Trias argilo-gréseux supérieur (TAGS)* : épaisseur 80 m**

Argile silteuse, brun-rouge et passées de siltstone et grés très fin et très argileux, brun-rouge et alternances d'argile rouge silteuse à nodules d'anhydrite et d'argile verte et noire à intercalations minces de dolomie, quelques passées gréseuses anhydritiques, grés fin à grossier argilo-anhydritique, faiblement dolomitique.

***Trias carbonaté* : épaisseur 190 m**

Argile marron et brune, dolomitique, parfois silteuse avec intercalations d'argile verte et passées de dolomies poudreuse grise et blanche. Ensuite on a un repère de dolomie blanche microcristalline à nodules de silex et fines passées d'argile brune dolomitique. A la base, on a une argile brune dolomitique et de la dolomie cristalline à nodules d'argile et d'anhydrite.

***Trias argilo-gréseux inférieur (TAGI)* : épaisseur 30 m**

Argile rouge et verte fortement dolomitique, grés anhydritique et dolomie sphérolitique, grés fin à moyen, vert ou noire, argileux, parfois ferrugineux à la base, silteux. Nombreux débris végétaux et parfois conglomérat ou brèche à élément de quartzite et à ciment argileux.

***Grés d'Ouargla (Ordovicien)* : épaisseur 20 m**

Grés quartzique et quartzite fine, avec argile verte et noire.

***Quartzite de Hamra* : épaisseur +35 m** Grés quartzitique, et grés blanc, mal classé, parfois certains niveaux sont bien classés, joints très fins d'argile noire, micacée ou pyriteuse.

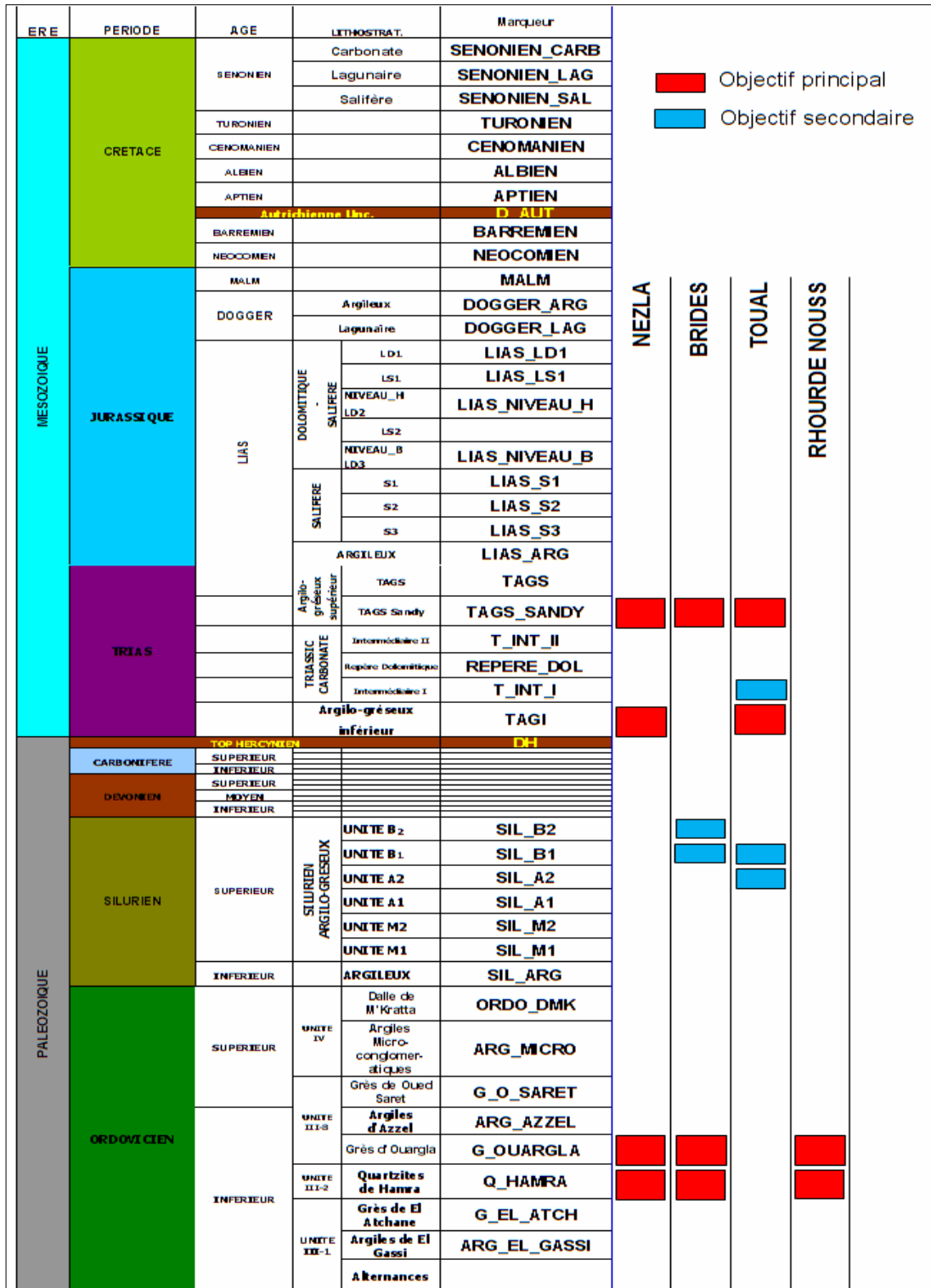


Figure I.2. Colonne lithostratigraphique, nomenclature des marqueurs et localisation des principaux objectifs du réservoirs de Nezla.

I.3.4. Aspect pétrolier

Le système pétrolier principal est admis comme étant lié à l'association **des roches mères du Silurien basal**, des pièges de forte amplitude générés par les mouvements autrichiens, des réservoirs du Trias argilo-gréseux et de l'excellente couverture de l'ensemble, constituée par les évaporites du Lias. Les pièges sont supposés avoir été mis en charge par des migrations latérales à longue distance provenant de l'Ouest et du Nord. Un système pétrolier secondaire est associé au réservoir profond des Quartzites de Hamra.

Les gisements du champ Nezla produisent de l'huile et du gaz riche en condensât à partir de différents intervalles réservoir pouvant être groupés en trois ensembles :

- Le réservoir du Trias argilo- gréseux supérieur qui constitue le réservoir principal, son épaisseur varie entre 100m et 200m sur le secteur et il peut être subdivisé en un ensemble inférieur constitué de grés grossiers et continus de type réseau fluvial en tresses et un ensemble supérieur plus discontinu et plus argileux de type réseau à tendance méandrique, la porosité est comprise entre 15 et 20% avec des valeurs de perméabilité atteignant fréquemment 1 darcy.
- Les réservoirs infra-TAGS présentent des caractéristiques moins homogènes et de moins bonnes qualités (réseau de chenaux fluviaux) ; ils sont constitués par les réservoirs du Trias intermédiaire et du TAGI dont les porosités sont comprises entre 5% et 15% et les perméabilités sont inférieures à 10 md. Ces réservoirs sont transgressifs sur la discordance hercynienne et peuvent être absents par non dépôt.

Par ailleurs, la discordance hercynienne assure la communication entre les différents réservoirs.

- Les réservoirs du Cambro- Ordovicien constitués surtout par les Quartzites de Hamra dont l'intérêt est lié à leur épaisseur importante (200 à 300m) et à leur fracturation intense. (document Sonatrach)

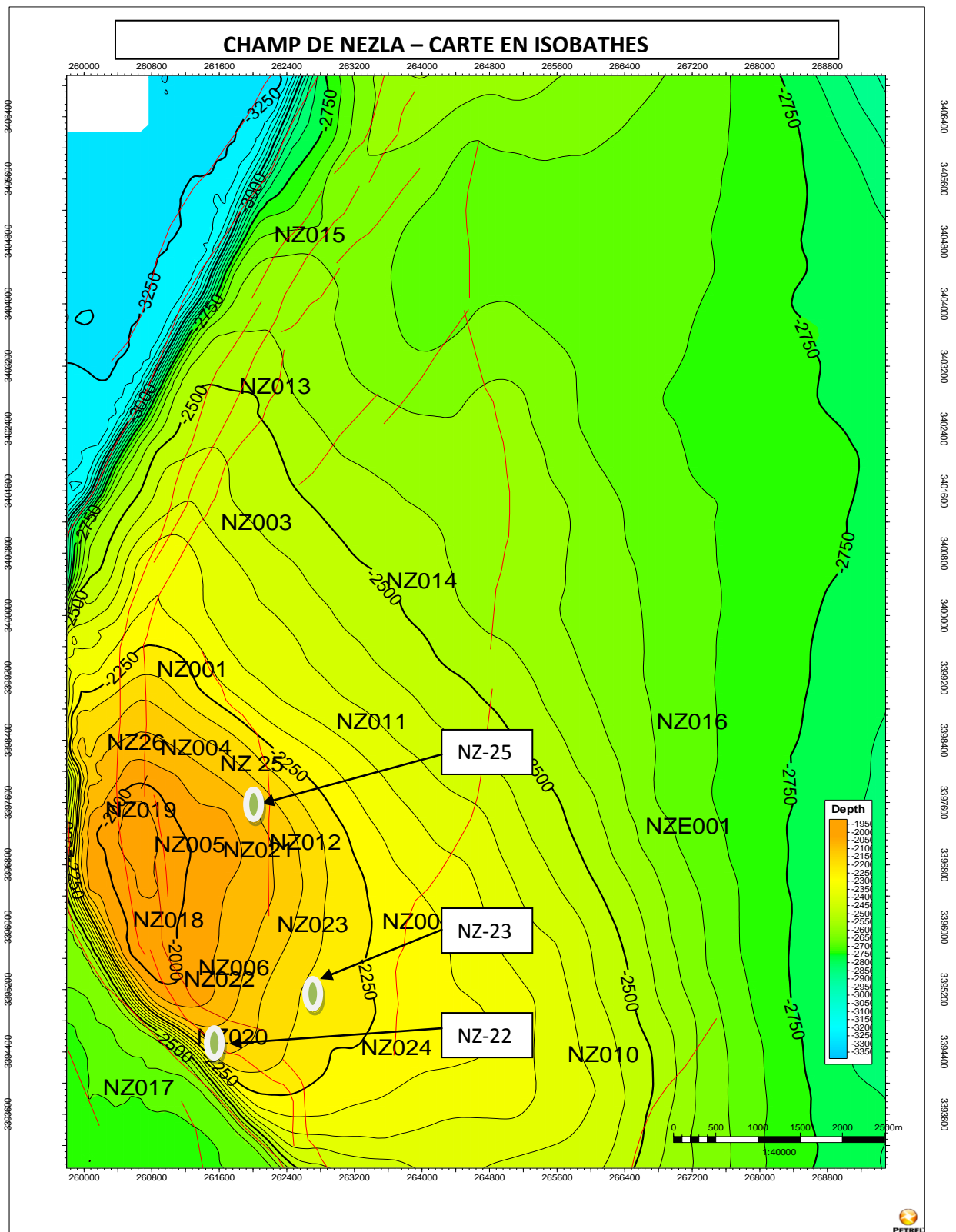


Figure I.3. Carte de position des puits de Nezla

Chapitre 2 : présentations des Diagraphies

II.1. Généralités

II.1.1. Introduction

On désigne par diagraphie tout enregistrement graphique continu ou analogique en fonction de la profondeur, cette technique que les Américains appellent logging est apparue en 1927, l'enregistrement a généralement lieu en surface par l'intermédiaire d'un câble muni de conducteurs électriques.

Les diagraphies sont utilisées essentiellement pour l'évaluation des paramètres pétrophysiques et l'étude lithologique des formations traversées par les sondages.

II.1.2. Les conditions de mesures

La difficulté majeure dans l'évaluation géologique et pétrophysique des réservoirs est liée au comportement spatio-temporel de leur géométrie.

Les principaux facteurs qui influent sur cette évaluation sont :

a) Diamètre du sondage

Il peut varier suivant la nature des formations traversées par le puits, en général il s'accroît en face des couches argileuses et diminue en face des formations perméables.

b) Boue de forage

Elle peut être un agent qui transmet les signaux de l'appareil vers la formation et de la formation vers la sonde comme elle peut être un agent parasite qui absorbe les signaux utiles et rend l'enregistrement difficile.

c) L'excentricité de la sonde

Généralement, le trou est souvent incliné, et donc la sonde a tendance à s'appuyer contre la paroi du trou ce qui peut avoir un effet sur la mesure, c'est pourquoi on place parfois des centreurs sur certaines sondes.

d) Vitesse d'enregistrement

Elle varie selon le type d'outil, chaque outil a une vitesse maximale qu'il ne faut pas dépasser pendant l'enregistrement.

e) Tubage et cimentation

L'efficacité dans les puits non-tubés est meilleure que dans celles des puits tubés et cimentés car le tubage et la cimentation jouent un rôle d'écran entre la sonde et la formation.

f) Température

L'interprétation qualitative des diagraphies exige de tenir compte de la variation de la température avec la profondeur (un degré tous les 33m) .

g) Pression

Les appareils de diagraphie sont soumis à une pression relativement grande et l'une des exigences de ces appareils est de pouvoir supporter la pression à l'intérieur du sondage.

II.2. Les diagraphies enregistrées dans la zone d'étude

II.2.1. Généralités

Les diagraphies différées enregistrent les paramètres physiques à l'aide de sondes descendues au bout d'un câble s'enroulant au bout d'un treuil placé dans un camion contenant les appareils d'enregistrement et de contrôle.

Pour exécuter ces diagraphies dans de bonnes conditions, il est nécessaire de préparer le puits : le laver par circulation de la boue, éliminer les déblais, stabiliser la température de fonds...etc.

On peut distinguer quatre grands groupes de diagraphies qui sont représentés sur le tableau ci-dessous :

Diagraphie

Étude de la géométrie du puits		Étude de la coupe géologique		Perforation et échantillonnage	Production
Calliper (Diamètre)	BGT	Électrique	<u>Macro</u> DIL, DLL, IL, LL, AIT <u>Micro</u> MLL, MIL, MSFL	Carottier latéral à balle. Perforateur à balle.	RFT
Thermomètre	HT	Nucléaires	GR, NGS, FDC, CNL, LDT, GST, TDT		MDT
Qualité de cimentation	BL	Acoustiques	BHC, LSS, WST		FIT
Détection des joints de tubage	CL	Diverses	HDT, SHDT, OBDT, FMS, FMI, DSI, CMR		

Dans notre étude les outils de diagraphies disponibles sont :

- Diagraphie électrique (DIL).
- Diagraphie nucléaire (GR).

- Diagraphie sonore (BHC).

II.2.2. Diagraphie électrique

a) Diagraphie de résistivité

Ces outils mesurent la résistivité propre des formations traversées par le sondage, elle dépend des propriétés électriques des roches, elle est notée « R » et exprimée en « Ohm.m ». Sa détermination est fondamentale pour le calcul de la saturation.

Principe de mesure

Une source émettrice envoie un signal vers les formations, la variation du potentiel est alors mesurée par un récepteur localisé à une certaine distance de l'émetteur appelée « espacement ».

Cette différence de potentiel est étroitement liée à la nature des formations, on distinguera deux groupes de diagraphies : Les macro-dispositifs et les micro-dispositifs (O. Serra, 1979)

- Macro-dispositifs

Ils sont caractérisés par un grand espacement entre l'émetteur et le récepteur et donc un grand rayon d'investigation qui donne une lecture assez proche de « Rt ».

Parmi ces sondes nous citons :

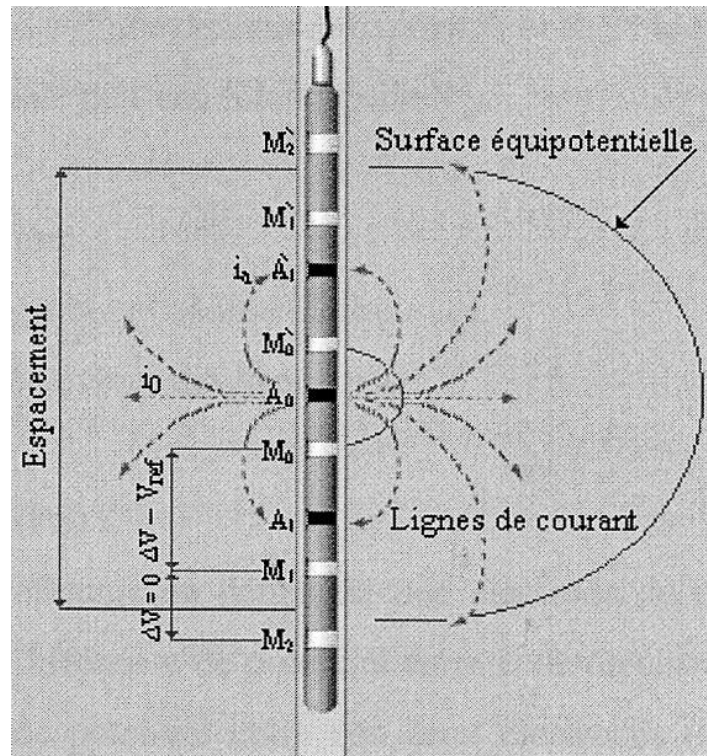
- *La sonde SFL (spherically focused log) (figure II.1)*

Le dispositif comprend une électrode centrale A0, qui envoie le courant et quatre paires d'électrodes dispersées symétriquement et respectivement court-circuiter entre elles.

La connexion particulière de ces électrodes permet d'avoir une focalisation sphérique du courant d'émission. Dans un milieu comme le puits de forage, le courant a tendance à aller vers les milieux plus conductifs comme la boue de forage, et les équipotentielles deviennent des ellipsoïdes.

La focalisation sphérique a pour but de forcer ces équipotentielles à devenir des sphères.

Cette sonde permet l'enregistrement d'une seule courbe de résistivité plus ou moins proche de « Rt ».



Document DESBRANDE. R (1982)

Figure II.1. Schéma de l'outil à focalisation sphérique.

- La sonde DIL (Dual Induction Log) (figure II.2)

Cette sonde à induction comprend essentiellement une bobine émettrice d'un champ électromagnétique sinusoïdal et une bobine réceptrice, ce champ résultant induit dans les formations des courants circulants en anneaux coaxiaux à la sonde, un champ électromagnétique secondaire est réalisé lorsque le champ passe par une bobine réceptrice, il va induire de celle-ci une force électromotrice.

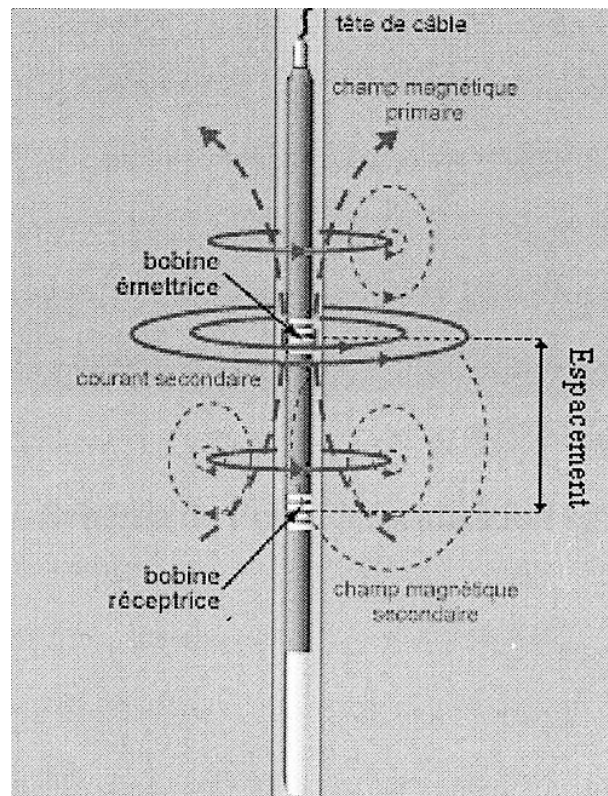
Le courant induit dans les bobines réceptrices est proportionnel à la conductivité des formations traversées.

Le DIL enregistre deux mesures de résistivité en une seule descente :

- *RILD* : Rayon d'investigation profond.
- *RILM* : Rayon d'investigation moyen.

La combinaison de cet outil avec d'autres outils de micro-résistivité permet une meilleure estimation de R_t et R_{xo} .

Le DIL est applicable dans le cas des puits où la boue est douce ou non conductrice.



Document DESBRANDE R. (1982)

Figure II.2. Schéma du principe de la sonde à induction

- Micro-dispositifs

Ce sont des dispositifs à faible rayon d'investigation, ils donnent une mesure plus ou moins proche de R_{xo} et permettent une évaluation de la mobilité des hydrocarbures, parmi ces sondes nous citons :

- *La sonde MSFL (Micro Spherically Focused Log)*

Le micro-dispositif MSFL est constitué d'un patin isolant sur lequel sont montées de petites électrodes circulaires, ce patin est fortement appliqué contre la paroi du puits à l'aide de bras flexibles.

La sonde MSFL présente deux autres avantages sur les autres micro-dispositifs :

- Il peut être combiné avec le DLL ce qui permet de gagner un temps d'enregistrement.
- Il donne une valeur proche de R_{xo} même avec un « *mud cake* » épais et une invasion faible. (O. Serra, 1979)

b) Les principales applications de la mesure de la résistivité

Les résistivités nous permettent de réaliser les applications suivantes :

- Détermination de l'ensemble des saturations.
- Détermination de R_{xo} à l'aide des micro-dispositifs et R_t à l'aide des macro-dispositifs.
- Calcul de la porosité Φ .
- Corrélation de puits à puits.
- Calcul des résistivités de l'eau interstitielles « R_w ».
- Détermination de l'épaisseur des bancs.
- Application lithologique et sédimentologique.

II.2.3. Diagraphie nucléaire

On regroupe sous le nom de diagraphie nucléaire les diagraphies enregistrant :

- La radioactivité gamma naturelle des formations traversées.
- La radioactivité gamma dispersée par effet Compton lorsqu'on soumet la formation à une émission de rayons gamma.
- Le flux de neutrons thermiques ou épithermiques résultant du bombardement de la formation par des neutrons de haute énergie.
- La radioactivité gamma engendrée lors de l'interaction avec la roche à cause des neutrons envoyés par une source émettrice.

a) Diagraphie de rayons gamma naturels

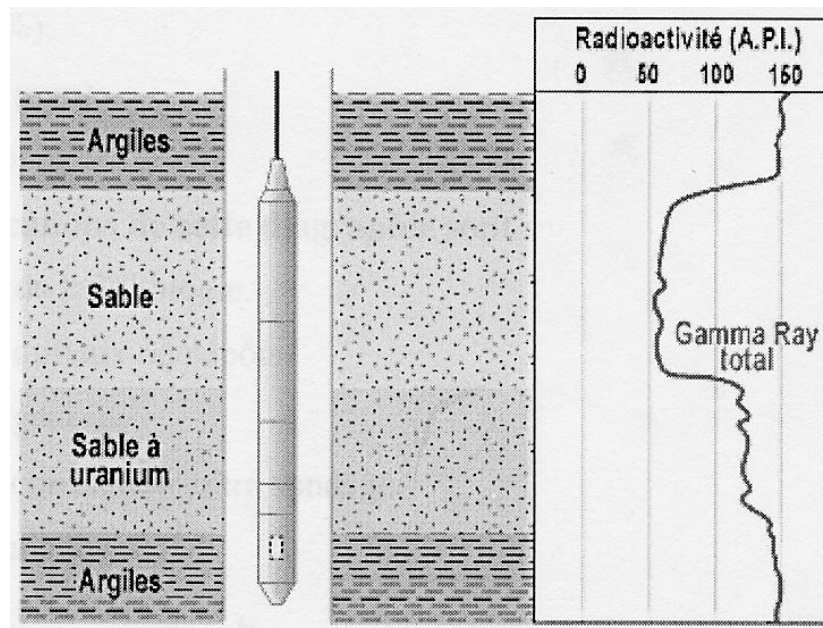
Définition

On appelle radioactivité naturelle la transformation spontanée d'un noyau atomique au cours de laquelle ce dernier émet un rayonnement. Le fait que les éléments (K, U, Th), possédant des isotopes contribuant à la radiation gamma naturelle soient présents dans la formation géologique et souvent en relation directe avec la minéralogie et la lithologie, a suscité un grand intérêt pour la diagraphie de radioactivité naturelle de type gamma, son champ d'application s'est élargi avec l'introduction de la spectrométrie qui permet de donner une estimation des teneurs en (K, U, Th).

Généralement la radioactivité naturelle est élevée pour les argiles, et basse pour les sables et les calcaires. La radioactivité gamma est mesurée en « API ».

La sonde Gamma-Ray (GR) (figure II.3)

L'outil NGT (*Natural Gamma-Ray Tool*) comprend un détecteur à scintillomètre, le détecteur est classiquement un cristal d'iodure de sodium dopé au thallium, cette combinaison possède de bonnes propriétés d'absorption des rayons gamma. La sonde du GR enregistre l'intensité globale de la radioactivité des rayons gamma naturels des éléments radioactifs (K, U, Th).



Document DESBRANDE R (1982)

Figure II.3. Schéma de principe de mesure de gamma ray.

Les principales applications de cette diagraphie sont :

- L'estimation du pourcentage d'argile des réservoirs.
- Distinguer et délimiter les zones poreuses et perméables de celles imperméables.
- Les corrélations entre sondages.
- Les applications sédimentologiques.

b) Diagraphie de spectrométrie de rayons gamma naturels

Similaire dans son principe à celle de rayon gamma naturel, elle permet d'individualiser l'énergie spécifique des éléments radioactifs (K, U, Th.)

La sonde NGS (Natural GR Spectrometry) :

Elle est munie d'un compteur de scintillation qui contient cinq fenêtres d'énergie, cette sonde identifie les raies spectrales de chacun des éléments radioactifs (K, U, Th), et permet donc l'enregistrement simultané de cinq courbes de radioactivité qui sont :

- La courbe SGR : énergie totale (K+U+Th).
- La courbe CGR : énergie spécifique (K+Th).
- La courbe K en pourcentage.
- La courbe Th en PPM (Partie par million).
- La courbe U en PPM (Partie par million).

Ses principales applications sont :

- Détermination de la lithologie.
- Définition du milieu de dépôt.
- Étude de la diagenèse.
- Une meilleure corrélation entre sondages.
- Étude géochimique.

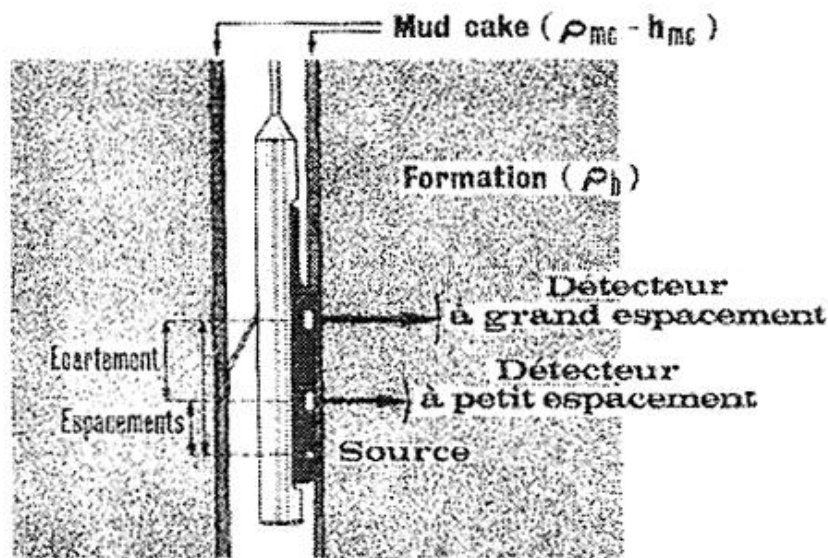
II.2.4. Diagraphie de densité

On soumet la formation à un bombardement contenant des rayons gamma émis par une source radioactive spéciale (Co^{60} , Cs^{137}) et on mesure à une certaine distance à l'aide d'un détecteur à scintillation l'intensité du rayon gamma diffusé par effet Compton au-dessus d'un certain seuil d'énergie, ces photons de haute énergie entrent en collision avec les atomes de la formation pour mesurer la densité ρ_e de la formation à partir de laquelle on pourra ensuite calculer la masse volumique ρ_b par la relation :

$$\rho_b = (1 - \Phi_d) * \rho_{ma} + \Phi_d * \rho_f$$

La sonde FDC (figure II.4)

C'est un dispositif à deux détecteurs à plusieurs espacements. Cette sonde permet l'enregistrement d'une courbe de densité globale de la formation et une courbe de correction de densité notée $\Delta\rho_b$. Cette sonde réduit certains effets de sondages tels que les effets des cavités et du « *mud cake* ».



Document O. SERRA (1979)

Figure II.4. Principe de l'outil compensé FDC.

La sonde LDT (Litho Density Tool) (figure II.5)

Elle permet de mesurer la densité globale de la formation ainsi que l'enregistrement de la courbe d'absorption photoélectrique de la roche.

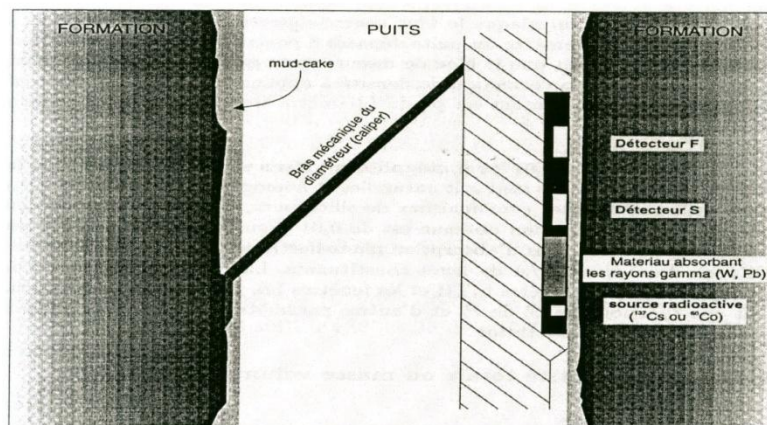


Figure II.5. Principe de l'outil LDT (doc. Mémoire Géoscience).

Ses principales applications sont :

- La mesure de la porosité densité soit directement si l'on connaît la densité de la matrice et du fluide soit en combinaison avec le neutron.
- Le log de densité constitue la diagraphie de base pour la détermination de la lithologie des formations.
- La détection des zones à gaz en combinaison avec la diagraphie du neutron.
- Détermination de la porosité utile.

- **Point de mesure**

Il correspond au milieu de l'espacement source-détecteur ou au milieu de l'espacement entre les deux détecteurs (FDC).

- **Rayon d'investigation**

Il est d'autant plus faible que la densité de la roche est élevée.

- **Définition verticale**

Elle correspond à l'espacement source-détecteur et à l'écartement entre les deux détecteurs [soit 10'' dans le FDC].

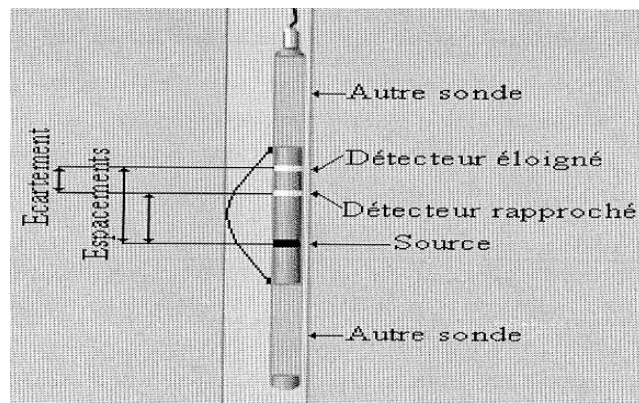
II.2.5. Diagraphie neutron

On bombarde la formation avec des neutrons d'énergie incidente de l'ordre de 10 μ ev produits par des sources spéciales. Ces neutrons sont ralentis surtout par des collisions avec les atomes légers d'hydrogène et atteignent un état thermique.

Un détecteur situé à une certaine distance de l'émetteur mesure la densité de neutrons thermiques, cette mesure (Φ iN) dépend en quelque sorte et surtout d'un nombre d'atomes d'hydrogène par unité de volume dans la formation, ceux-ci étant liés à l'eau et aux hydrocarbures ou à la composition moléculaire de la roche soit par suite de leur pouvoir ralentisseur soit par leur pouvoir absorbant.

La sonde CNL (Compensated Neutron Log)

C'est une sonde munie d'une source radioactive et de deux détecteurs de neutrons thermiques placés à différents espacements réduisant ainsi les effets du sondage. Le rapport des taux de comptage des deux détecteurs est directement traduit en indice d'H-N (porosité neutron).



Document DESBRANDE R (1982)

Figure II.6. Schéma de la sonde CNL.

Ses principales applications sont :

- La mesure directe de la porosité neutron.
- La différenciation des zones à gaz des zones à huile.
- La comparaison des réponses du neutron de la densité et de la résistivité permet une identification plus rapide du fluide présent dans le réservoir et la localisation des contacts « gaz-huile », « huile-eau ».
- La définition de la lithologie en combinaison avec d'autres diagraphies.

Point de mesure

Il correspond au milieu d'espacement source-détecteur, c'est la distance entre ces deux là.

Rayon d'investigation

Il dépend de la concentration en atomes d'hydrogène, plus la concentration est forte et plus les rayons de la sphère de pénétrations sont petits, car les neutrons sont ralentis et capturés très vite près de la source et l'inverse est vrai.

Définition verticale

Généralement elle correspond à l'espacement source-détecteur ou à l'écartement entre les deux détecteurs.

$$\text{CNL} = 10'' [15'' \text{ détecteur proche} / 25'' \text{ détecteur éloigné}] \text{ (O. Serra, 1979).}$$

II.2.6. Diagraphie sonore

Les diagraphies sonores sont basées sur l'étude de la propagation dans les roches d'ondes acoustiques générées par l'outil.

La mesure du temps de parcours des ondes de compression en traversant les différentes couches nous donne la vitesse de propagation de ces ondes et de leur atténuation et apportent des renseignements sur les propriétés mécaniques des roches traversées.

Le temps de parcours de ces ondes dépend essentiellement de la nature de la matrice de la roche et des fluides remplissant les pores.

Ce temps de parcours est lié à la porosité sonore par la relation :

$$\Delta T_{lu} = (1 - \Phi_s) * \Delta T_{ma} + \Phi_s * \Delta T_f$$

La sonde BHC

Elle est composée de deux émetteurs l'un en haut et l'autre en bas et quatre récepteurs couplés deux par deux avec chaque émetteur.

On envoie un signal alternativement par l'émetteur du haut E1 et du bas E2 et on enregistre alternativement par les couples (R1 – R'1), (R2 – R'2).

On fait alors la moyenne des deux mesures :

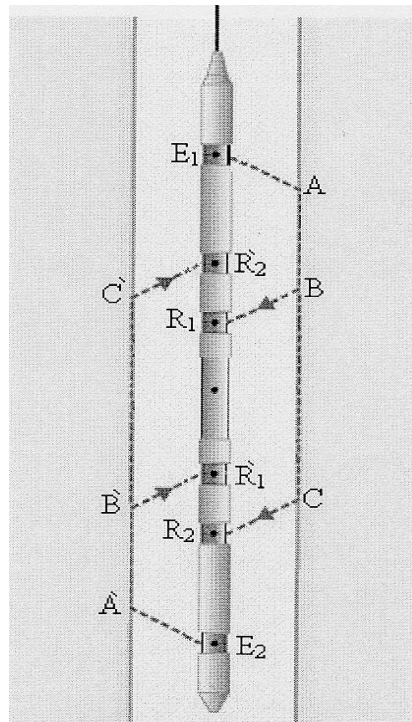
$$\Delta T = (\Delta T_1 + \Delta T_2)/2$$

C'est cette moyenne qui est enregistrée.

Le point de mesure est pratiquement le milieu de l'intervalle entre les deux récepteurs extrêmes.

L'industrie pétrolière a retenu comme unité de temps de trajet le $\mu\text{s}/\text{pied}$. Elle est reliée à la vitesse qui est exprimée par pied/seconde par la relation :

$$\Delta T (\mu\text{s}/\text{ft}) = 106 / V(\text{ft}/\text{s}).$$



Document DESBRANDE R (1982)

Figure II.7. Schéma de la sonde BHC

Ses principales applications sont la mesure du temps de trajet du son. Elle est principalement exploitée pour :

- La détermination de la porosité sonique des réservoirs.
- Définition de la lithologie en combinaison avec d'autres diagraphies.
- Étude de la compaction des formations argileuses étant donné que le temps trajet est directement relié à la vitesse du son dans les roches.
- La combinaison avec la densité pour l'établissement du log d'impédance acoustique et le calcul du coefficient de réflexion R.

- **Profondeur d'investigation**

Elle varie entre 12cm et environ 1m. Elle est fonction de la vélocité de la formation, en tenant compte de la longueur d'onde λ . Des expériences de laboratoire ont prouvé qu'une épaisseur d'au moins 3λ était nécessaire pour permettre la propagation d'une onde de pression sur plusieurs pieds de longueur.

- **Résolution verticale**

Elle est sensiblement égale à la distance (écartement) séparant les deux récepteurs couplés, généralement 2 pieds mais parfois 1,3 ou 6 pieds.

Chapitre 3 : Étude diagraphique des sondages

III.1. Généralités

La roche est composée de trois éléments principaux qui sont :

III.1.1. Matrice

C'est l'ensemble des éléments solides de la roche (grains et liants) qui entourent les pores à l'exception des silts et des minéraux argileux. On distingue trois types de matrices :

- **Matrice simple**

Elle est constituée d'un seul minéral, le ciment doit être de la même matière.

- **Matrice complexe**

Elle est composée de plusieurs minéraux ou de ciment de nature différente.

- **Matrice propre**

Elle ne renferme pas d'argile.

Les Argiles

Ce sont des dépôts sédimentaires constitués par des minéraux phylliteux aluminosilicates, hydratés. Il est impératif d'en tenir compte lors de l'évaluation des paramètres pétrophysiques.

On distingue trois types d'argiles suivant leur mode de distribution dans la roche :

- **Argiles laminées**

Déposé en fins lits entre deux couches de réservoirs, sous forme de lamelles, elles n'affectent en rien les paramètres pétrophysiques.

- **Argiles dispersées**

Elles occupent partiellement les pores et, soit elles adhèrent aux grains, soit elles les enduisent.

- **Argiles structurales**

Elles sont déposées sous forme de grains jouant le même rôle que les grains de la matrice.

III.1.2. Les fluides

Le pourcentage de fluides dans les roches occupant les pores qui peuvent être de nature différente (gaz, huile, eau) dépend du pourcentage de ces espaces vides et donc de la porosité.

III.1.3. La Lithologie

C'est la nature de la roche d'une formation (les principaux composants).

III.2. Paramètres pétrophysiques

III.2.1. La Porosité

C'est la fraction du volume d'une roche non occupée par des éléments solides. On distingue différents types de porosité :

- **Porosité totale (Φ_T)**

C'est le rapport entre le volume du vide (pores, canalicules, fractures) existant entre les éléments minéraux et le volume total de la roche.

$$\Phi_T(\text{m}^3/\text{m}^3) = V_P/V_T = \Phi_1 + \Phi_2$$

- **Porosité inter granulaire (primaire Φ_1)**

Elle dépend de la forme et de la taille des éléments solides, ainsi que leur classement.

- **Porosité de fissure et de fracturation (secondaire Φ_2) :**

Cette porosité n'est que le résultat des fissurations et des fracturations acquises mécaniquement que subit la roche sous l'action des contraintes provoquées par la tectonique.

- **Porosité effective (Φ_{eff}) :**

C'est le rapport entre le volume des pores reliés entre eux et le volume total de la roche, elle est accessible aux fluides libres.

Elle varie entre 1% et 40%, elle est évaluée par combinaison des porosités neutron sonique et densité.

- **Porosité connectée (Φ_c) :**

Elle est égale au pourcentage dans la roche du volume totale des vides reliés entre eux.

- **Porosité potentielle (Φ_{pot}) :**

C'est le pourcentage des vides communiquant entre eux dans la roche.

III.2.2. La Densité (ρ)

C'est le rapport entre la masse totale d'un échantillon et le volume total occupé par ce dernier. Elle est donnée en g/m^3 ou nombre d'échantillons/ cm^3 .

On distingue entre autres :

- ρ_{ma} : densité de la matrice.
- ρ_{sh} : densité de l'argile.
- ρ_b : densité globale de la formation.
- ρ_f : densité du fluide.

III.2.3. La Résistivité

C'est la manière dont s'oppose une substance au passage d'un courant électrique. La résistivité est exprimée en « ohm.mètre ».

On distingue plusieurs types de résistivités :

- R_w : Résistivité de l'eau de formation.
- R_m : Résistivité de la boue.
- R_{mc} : Résistivité du *mud-cake*.
- R_{mf} : Résistivité du filtrat de boue.
- R_{xo} : Résistivité de la formation de la zone lavée.
- R_t : Résistivité de la formation de la zone vierge.
- R_i : Résistivité de la formation de la zone intermédiaire.
- R_{sh} : Résistivité des argiles.

II.2.4. La Saturation

C'est le rapport entre le volume occupé par le fluide et le volume total des pores, elle est notée « S » et s'exprime en pourcentage.

Il existe plusieurs types de saturation qui peuvent intervenir :

- $S_w = V_w / V_p$: saturation en eau de la zone vierge.
- $S_H = V_H / V_p$: Saturation en huile.
- $S_G = V_G / V_p$: Saturation en gaz.

Avec $V_w + V_H + V_G = V_p$ et $S_w + S_H + S_G = 100\%$.

III.3. Interprétation

Nous allons étudier dans cette section la détermination de la composition de la formation à partir des diagraphies en trous couverts, c'est-à-dire la détermination des proportions relatives de ses principaux composants solides et fluides, ainsi que celles de certains paramètres qui caractérisent ces composants.

On exprime habituellement la composition de la roche à l'aide des paramètres suivants :

- Porosité (Φ).
- Saturation en eau (S_w).
- Pourcentage d'argile (V_{sh}).

Les paramètres qui caractérisent les composants de la formation sont :

- Densité de la matrice (ρ_{ma}).
- Temps de parcours de la matrice (ΔT_{ma}).
- Résistivité de l'eau de formation (R_w).
- Paramètre de l'argile (densité ρ_{SH} , réponse de la diagraphie neutron Φ_{NSH} , temps de parcours ΔT_{SH} , réponse du Gamma Ray GR_{SH} , résistivité R_{SH}).

Certains de ces paramètres n'ont pas une grande importance pratique (les paramètres de l'argile par exemple) mais il faut tous les déterminer car les réponses de diagraphies en dépendent.

Pour bien faire, il faudrait déterminer tous ces paramètres simultanément niveau par niveau, et pour cela nous avons suivi les étapes suivantes :

III.3.1. Détermination des zones réservoirs

Il nous faut pour cela déterminer les formations poreuses et perméables, cette méthode consiste à établir une ligne de référence séparant les formations réservoirs des formations argileuses à partir d'une valeur limite du GR cut-off suivant un V_{SH} cut-off fixé à 35% obtenu par la relation suivante :

$$GR_{cut-off} = V_{SH\ cut-off} \cdot (GR_{max} - GR_{min}) + GR_{min}$$

GR_{min} : Radioactivité du niveau supposé propre.

GR_{max} : Radioactivité du niveau supposé argileux.

Au-dessus de cette limite fixée par cette ligne, la formation sera considérée comme imperméable.

III.3.2. Estimation du volume et des paramètres d'argile

a) Définition du volume d'argile V_{SH}

Une formation est dite argileuse si elle contient un certain pourcentage d'argile noté V_{SH} , ce volume d'argile peut être exprimé à partir des diagraphies nucléaires en particulier le *Gamma-Ray*.

Le volume d'argile est donné par la relation suivante :

$$V_{SH} (\%) = 100 \cdot [(GR_{lu} - GR_{min}) / (GR_{max} - GR_{min})]$$

GR_{lu} : La valeur du Gamma-Ray lu devant un niveau réservoir considéré.

b) Détermination des paramètres d'argile :

Dans un même réservoir correspondant à un même environnement il est logique d'admettre que la nature des argiles est sensiblement identique. Les paramètres d'argile sont pris au niveau des couches franchement argileuses et non cavées.

Ils sont représentés par le tableau suivant :

Puits	GR _{min}	GR _{max}	ΦN _{SH} (%)	ρ _{bSH}	ΔT _{SH}
NZ-22	5	110	3.60	2.48	64
NZ-23	7	143	10.2	2.57	
NZ-25	6	135	4.2	2.53	

III.3.3. Identification minéralogique

L'identification minéralogique est faite à l'aide l'abaque de *Schlumberger* qui est (CP-8) qu'on appelle *M-N Plot*.

Le *M-N Plot* est le rapport graphique réalisé par les équations suivantes :

$$1. M = 0,01 \cdot (\Delta T_f - \Delta T) / (\rho_b - \rho_f)$$

$$2. N = (\Phi_{Nf} - \Phi_N) / (\rho_b - \rho_f)$$

ΔT_f: Temps de transit dans le fluide (égal à 189μs/ft).

ρ_f: Densité du filtrat de boue (elle est égale à 1,1 g/cm³).

Φ_{Nf}: Elle est égale à 100%.

Sur la *figure M-N plot* nos points sont répartis essentiellement devant les silicates et la calcite.

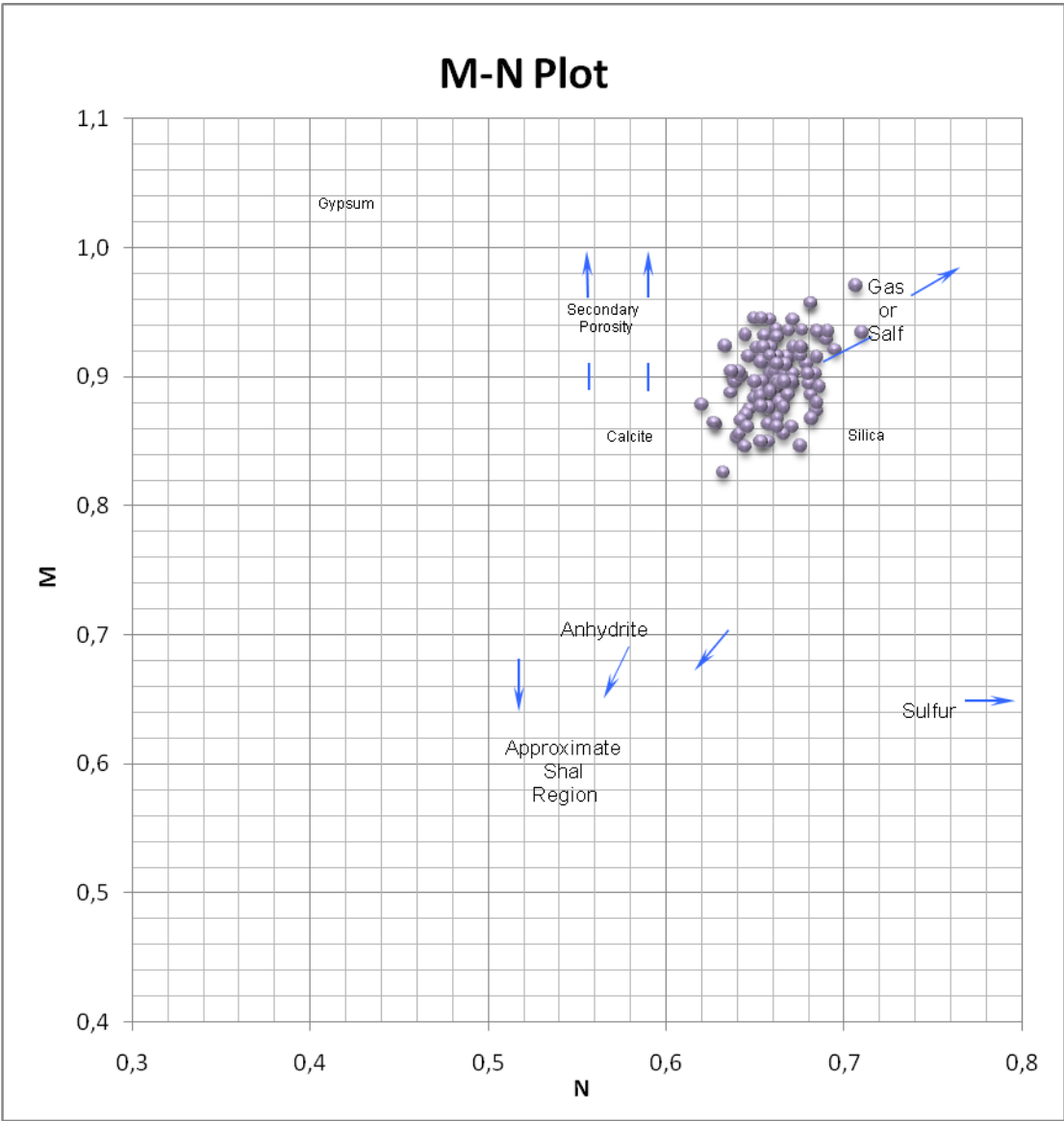


Figure III.1. Identification Minéralogique

III.3.4. Détermination de la résistivité de la zone vierge (R_t)

Elle représente la résistivité de la zone non envahie par le filtrat de boue, ce paramètre est considéré comme une donnée de base pour l'évaluation de la saturation en eau S_w à chaque niveau réservoir. On peut lire directement la valeur de R_t sur le film d'enregistrement d'une résistivité profonde (LLD, LLS).

III.3.5. Détermination des porosités

a. Porosité neutron (Φ_N)

Plusieurs valeurs de la porosité neutron à chaque niveau réservoir sont lues sur un film représentant des enregistrements de l'outil neutron CNL calibré calcaire. Comme notre matrice est gréseuse, toutes les valeurs de Φ_N doivent être augmentées de 4% pour qu'elles soient dans l'échelle compatible en grés.

Cette correction est de la forme :

$$\Phi_{N\text{grés}} (\%) = \Phi_{N\text{calcaire}} (\%) + 4\%$$

Cette relation est valable uniquement si la formation est propre, dans le cas contraire on doit la corriger des effets des argiles en appliquant la formule suivante :

$$\Phi_{NC} = \Phi_N - (V_{sh} \cdot \Phi_{Nsh})$$

Φ_{NC} : porosité neutron calibrée en grés et corrigée des effets des argiles.

Φ_{Nsh} : porosité neutron des argiles calibrée en gros.

b. Porosité densité (Φ_D)

La porosité densité est donnée par la relation suivante :

$$\Phi_D (\%) = [(\rho_{b \text{ lue}} - \rho_{ma}) / (\rho_f - \rho_{ma})] \cdot 100$$

ρ_b : densité globale lue devant chaque banc réservoir.

ρ_f : densité du filtrat de boue.

ρ_{ma} : densité matricielle.

Cette relation est valable uniquement si la formation est propre, dans le cas contraire on doit la corriger en appliquant la formule suivante :

$$\Phi_{DC} = \Phi_D - V_{sh} \cdot \Phi_{Dsh}$$

Avec Φ_{Dsh} (%) = $[(\rho_{bsh} - \rho_{ma}) / (\rho_f - \rho_{ma})] \cdot 100$

Φ_{DC} : porosité densité corrigée de l'effet des argiles.

Φ_{Dsh} : porosité densité des argiles.

ρ_{bsh} : densité des argiles.

$\rho_{ma} = 2.65 \text{ g/cm}^3$ (matrice gréseuse).

c. Détermination de la porosité effective

La porosité effective concerne le volume des pores interconnectés pouvant contenir des fluides, elle est déduite par la combinaison « neutron - densité - sonique », si les valeurs de celles-ci se rapprochent, autrement on prendra en considération uniquement la combinaison des porosités « neutron-densité » qu'on a corrigé de l'influence des argiles :

$$\Phi_{Neff} = (\Phi_{DC} + \Phi_{Nc}) / 2$$

III.3.6. Détermination du type d'argile

Il est déterminé graphiquement par l'abaque triangulaire $\Phi_N - \Phi_D$ (figure III.2).

Cette méthode nous a permis de constater que les argiles correspondant au **type dispersées** occupent facilement les pores d'où les paramètres pétrophysique à savoir la perméabilité et la saturation en eau de formation sont considérablement affectés.

III.3.7. Détermination de la saturation en eau de la formation

Le calcul des saturations a été fait en utilisant la formule de *Simandoux*. Elle est développée pour les argiles totales. La formule de *Simandoux* est développée pour le cas général ; dans le cas d'une formation propre, cette formule se réduit à :

$$S_w = (R_w / \phi_{eff} * R_t)^{0.5} \quad \text{avec } R_w = 0.016 \Omega.m$$

III.3.8. Les paramètres matriciels ρ_{ma} , ΔT_{ma} :

Les paramètres matriciels sont :

$\rho_{ma}=2.65 \text{ g/cm}^3$ \Rightarrow matrice gréseuse

$\Delta T_{ma}=52.5 \text{ } \mu\text{s/ft}$ \Rightarrow Ordovicien

plot DHID-DHIN

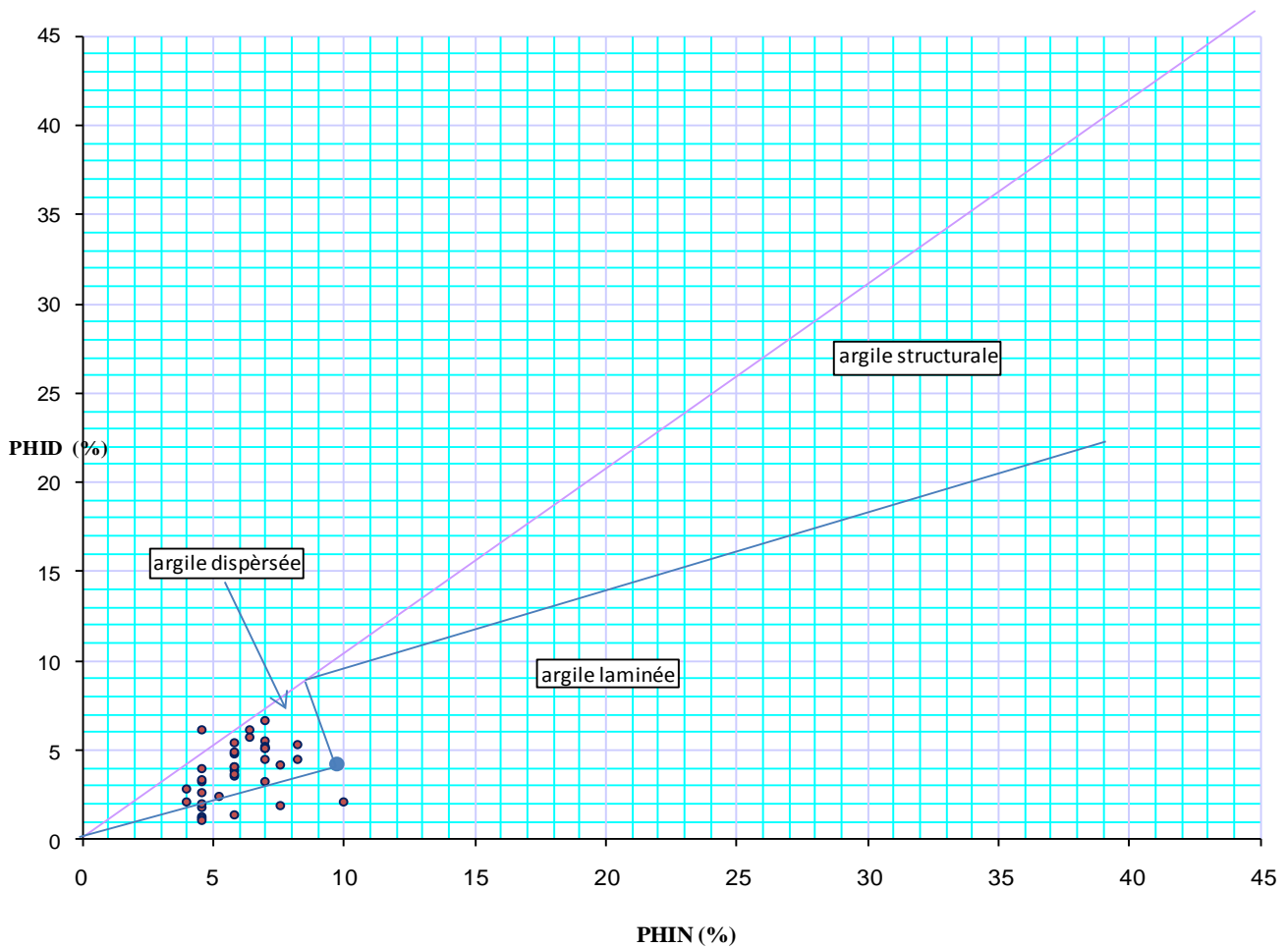


Figure III.2. Détermination de la nature des argiles Exemple (NZ-25)

III.4. Analyse des résultats

Nous allons procéder à une analyse globale des informations recueillies par les diagraphies.

III.4.1. Analyse régionale

On peut dire que notre étude faite pour quelques puits, nous a permis la reconnaissance de quelques paramètres géologiques caractéristiques de notre réservoir.

Notre formation est la formation des **Quartzites de Hamra**. Les constituants de la matrice sont le **quartz et la calcite**.

Les argiles varient en moyenne entre **12%** et **15%** sont de type dispersées avec une résistivité de l'eau de formation d'une valeur égale à **0,016 Ω .m**.

III.4.2. Analyse locale

Dans cette partie l'analyse des résultats concerne les paramètres pétrophysiques calculés et va se faire puits par puits :

- **Puits NZ-22**

Au niveau de ce sondage implanté au Sud de notre structure, l'épaisseur totale de ce réservoir est de **144m**, il se situe entre les côtes **2332m** et **2476m**.

Le volume d'argile est estimé à **12%**.

La saturation en eau de formation (S_w) est estimée à **18%**.

Du point de vue porosité effective, sa valeur moyenne est estimée à **4%**.

Porosité densité des argiles Φ_{Dsh} est estimée à **11%**.

- **Puits NZ-23**

Au niveau de ce sondage implanté au Sud de notre structure, l'épaisseur totale de ce réservoir est de **201,5m**, entre les côtes **2476m** et **2677,5m**.

Le volume d'argile est estimé à **12%**.

La porosité effective, sa valeur moyenne est estimée à **5%**.

La saturation en eau de formation (S_w) est estimée à **15%**.

Porosité densité des argiles Φ_{Dsh} est estimée à **5%**.

- **Puits NZ-25**

Au niveau de ce sondage implanté au Sud de notre structure, l'épaisseur totale de notre réservoir est de **46m** entre les côtes **2509m** et **2552m**.

Le volume d'argile est estimé à **15%** .

La porosité effective est estimée à **4%** .

La valeur moyenne de la saturation en eau S_w est estimée à **17%**.

Porosité densité des argiles Φ_{Dsh} est estimée à **8%**.

Chapitre 4 : présentation de l'outil XPT

IV.1. Introduction

C'est vers 1952 que Schlumberger a introduit le premier échantillonneur de fluide pouvant être descendu au bout d'un câble. Cette technique d'échantillonnage constitue une méthode sûre, économique, rapide et sans grand risque pour tester le potentiel de production dans une zone.

Cette technique a été constamment améliorée pour obtenir des mesures de pression de plus en plus précises et un échantillonnage de fluide de la formation le moins contaminé possible.

Ces caractéristiques se retrouvent dans la troisième génération de testeurs de formation MDT (module dynamique testé), RCI (Réservoir Caractérisation instrument), RDT (Réservoir Description Tool) avec l'option d'analyse de fluide au fond, ce qui représente un gain de temps appréciable.

Les principales limitations de cette génération d'outils sont les difficultés constatées lors de prises de mesures de pression ou d'échantillon de fluides dans les formations à faible porosité. Afin de surmonter ces difficultés, une approche fondée sur la conception d'un nouveau testeur de formation, a été développée à travers l'outil XPT (Xpress Pressure Tool). (figure V.1)



Figure V.1. XPT (Xpress Pressure Tool), mécanisme de fonctionnement

IV.2. Description de l'outil XPT

IV.2.1. La Configuration de l'outil

Contrairement au MDT (Module Dynamique Tester), le XPT (Xpress Pressure Tool) ne présente pas une conception modulaire. Les différentes parties de l'outil sont les suivantes (figure IV.2) :

➤ XGCC :

Contient tous les systèmes de commande : pour le moteur a pompe hydraulique, moteur du pré-test, jauge de pression hydraulique...etc.

➤ XPS :

Il contient de haut en bas : un ressort de compensation de boues, un ressort auto-rétractable, un moteur a pompe hydraulique, un système électromécanique du pré-test et du piston.

➤ XPAMS :

Le XPAMS contient le :

- ❖ XPAM : bloc mécanique contenant un système d'ancrage, assemblage packer/probe, vanne d'égalisation et un amortisseur de protection de jauges.
- ❖ XPMC : cartouche contenant tous les circuits d'acquisition et de contrôle des toits jauges de pression, une quart (CQG) et deux saphirs.

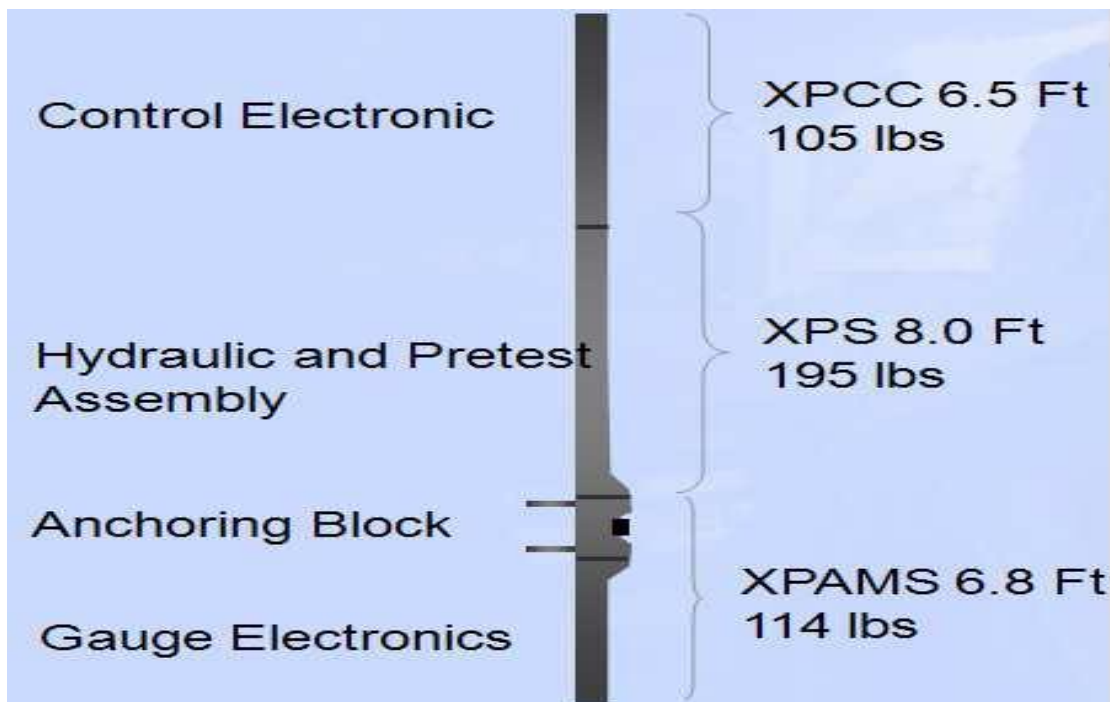


Figure V.2. Configurations physiques du XPT (Document Schlumberger)

IV.2.2. Principe de mesure

Le XPT utilise le même principe de mesure que les précédentes générations de testeurs de formation. Une pression transitoire est introduite par un petit volume « chute de pression » (dawndown) ou par un soutirage du fluide de la formation, suivi par une fermeture qui correspond à la stabilisation de la remontée de pression (buildup), et fournit un profil de Pression typique représenté par le schéma suivant (figure V.3).

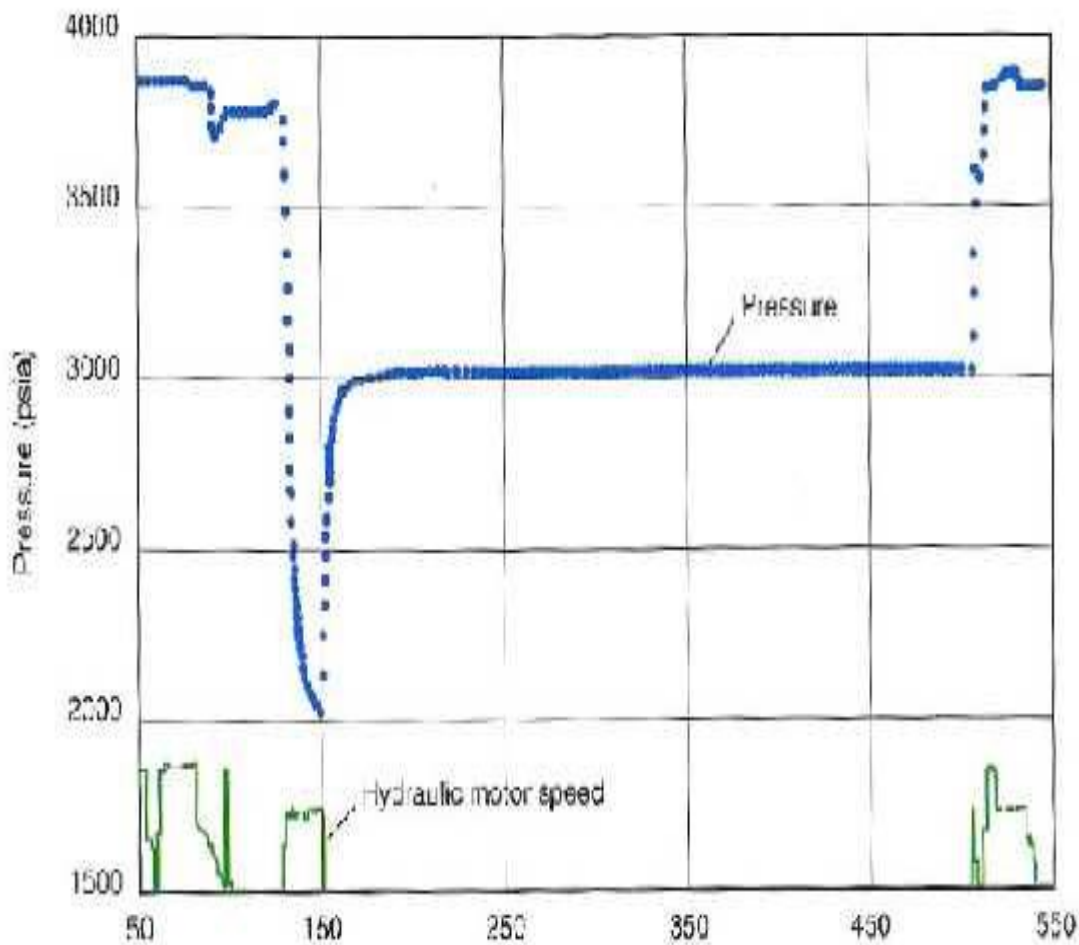


Figure V.3. Profil de pression typique (Document Schlumberger)

Un nombre illimité de pré-test peut être effectué a différentes profondeurs pendant une seule descente dans le puits pour produire un profil de pression du réservoir en fonction de la profondeur. Si la zone d'intérêt est assez épaisse, le gradient de pression à travers une section du réservoir peut être établi. Ce profil est directement convertible en densité de la phase fluide de la formation, et peut être utilise pour définir les contacts « gaz-huile », « huile-eau » ou « gazeux ».

Pendant la chute de pression (drawdown), la majeure partie du fluide en mouvement prend place en un petit volume autour du probe. Par conséquent, la stabilisation de la pression de l'outil pour égaliser la pression du réservoir devrait se produire très rapidement.

Pendant la remontée de pression (buildup), la perturbation de la pression se propage jusqu'a ce qu'elle atteigne une barrière imperméable, et c'est en ce point que le flux complexe devient hémisphérique. La perturbation continue de se propager jusqu'a ce qu'elle atteigne une seconde barrière verticale, et en ce point, elle change aussi et devient radiale. Les données de remontée de pression (buildup) peuvent être analysées pour identifier les différents régimes d'écoulement et estimer les mobilités.

Ce type de mesures exige un détecteur de pression de haute précision et d'une bonne résolution.

Pour cela, des versions avancées de jauges de pression : la CQG (compression quartz Gauge) et la Saphir ont été utilisées.

Spécification physique de l'outil

Spécification physiques de l'outils Description	Nom	Température (C°)	Pression (Kpsi)	Diamètre Maximum (pieds)	Longueur (pied)	Poids (Ibs)
Cartouche de commande	XPCC	175	20	3-3/8	6/6 "	05
Sonde de mécanique	XPS	175	20	3-3/8	8'0"	95
Bloc d'ancrage du probe et cartouche de mesure	XPAMS	175	20	3-7/8	6'10"	14

Tableau 8 Les caractéristiques physiques de l'outil XPT (Document Schlumberger)

Spécification des jauges

Caractéristique	Jauge de saphir (formation)	Jauge de saphir (puits)	Jauge de quartz (CQG)
Limite de pression	20.000psi	20.000psi	15.000psi
Limite de température	175°	175°	175°

**Tableau 9 Spécification de la performance des jauges de pression
(Document Schlumberger)**

IV.2.3. Description des composants de l'outil

- **Système d'ancrage**

Le XPT a été conçu pour s'ancrer avec une force de ≈ 5300 lbs. Cette force est suffisante pour stabiliser l'outil et réaliser les mesures de pression.

La force d'ancrage du XPT est fournie par une pression hydraulique interne identique à celle du MDT. La pression hydraulique peut être changée pour fournir la force nécessaire d'ancrage. Cette force, modérée, permet de réduire le risque de coincement fréquent dans les mesures de pression.

- **Ensemble packer/probe** (figure V.4)

Le probe du XPT fournit 0.45 pouces d'extension au-delà de la surface du packer pour s'assurer de la pénétration dans les mud cakes. Comme dans les conceptions des autres testeurs de formation, la mise en action du probe et des pistons est contrôlée par une valve.



Figure V.4. Ensemble packer/prob (Document Schlumberger)

- **Pré-test électromécanique**

Le XPT présente un système électromécanique pour conduire et contrôler le pré-test du piston. Ce système est indépendant du système hydraulique utilisé pour l'ancrage de très petits volumes de pré-test dans les formations à faible mobilité.

Trois paramètres peuvent être contrôlés et modifiés pour le pré-test

- ✓ La vitesse du pré-test (cm³ /sec)
- ✓ Le volume du pré-test (cm³)
- ✓ La pression limite (psi).

IV.2.4. Avantages du XPT

- ✓ mesure de la pression et de la mobilité du fluide dans une fraction de temps requis par les testeurs de formation à multifonctions.
- ✓ une meilleure efficacité en opération avec un temps d'ancrage réduit.
- ✓ Système « smart pré-test » pour optimiser les profils de chute et de remontée de pression.

IV.2.5. Autres caractéristiques du XPT

- ✓ Combinable avec Platform express et la plupart des autres services de Schlumberger Wireline open hole (diagraphie au câble à trou ouvert).
- ✓ Capacité de mesurer les pressions de réservoir et les mobilités des fluides, même pour les valeurs inférieures à 0.01 md/cp.
- ✓ -Mesures de pression et de mobilité du réservoir en moins d'une minute en général.
- ✓ Volume et débit du pré-test selon la mobilité du fluide de formation.

IV.2.6. Application du XPT

Elles portent sur :

- ✓ L'estimation de la pression de formation et de la mobilité du fluide au cours de la première opération de logging pour éventuellement identifier les niveaux pour la prise d'échantillons de fluide.
- ✓ Les profils de pression et les mesures de mobilité, combinés avec les données pétrophysique et sismique pour élaborer un modèle statique du réservoir.
- ✓ La conception de fracturation hydraulique dans les formations à basse mobilité.
- ✓ Les mesures de mobilité pour une simulation précise du réservoir et une amélioration de la productivité du puits.
- ✓ L'identification des zones de déplétion.
- ✓ La délimitation des zones non rentables sont à éviter pendant les fracturations.
- ✓ Les mesures de la densité de fluide du réservoir avec les gradients.

IV.2.7. Interprétation

On peut avoir trois types de tests lors de l'interprétation. Ce sont les suivants :

- ✓ Bon test : la pression remonte jusqu'à atteindre une pression stable de la formation.
- ✓ Formation compacte : la pression remonte très lentement et elle n'est souvent pas stable quand il y a arrêt de test.
- ✓ Test sec : il n'y a pas de flux ou d'écoulement à partir de la formation et la pression reste constante après le pré-test.
- ✓ Perte d'étanchéité : le puits n'est pas isolé de la pression hydrostatique.

IV.2.8. Mesures effectuées par le XPT

- **Mesure de pression pendant le pré-test**

Pendant une descente dans le sondage, un nombre illimité de mesures de pression peut être effectué. Trois informations différentes sont enregistrées à chaque point :

- ✓ La pression hydrostatique.
- ✓ La pression de formation.
- ✓ La variation de pression.

La pression est enregistrée du début (drawdown) jusqu'à sa stabilisation en fonction du temps.

- **Analyse du pré-test**

La pression est mesurée en fonction du temps. On commence par mesurer la pression hydrostatique de la colonne de boue. Après l'ouverture de la vanne d'égalisation, la pression baisse successivement pendant le test.

A la fin du test, la pression remonte pour se stabiliser après un laps de temps et donne la pression de formation.

En fermant la vanne, la pression revient à sa valeur initiale, c'est-à-dire la pression hydrostatique doit être égale à celle mesurée avant l'ouverture de la vanne.

- **Analyse de la pression hydrostatique**

La pression hydrostatique doit être représentée en fonction de la profondeur pendant l'opération.

Le diagramme obtenu doit faire apparaître le gradient de pression correspondant à la densité de la boue, des points sont alignés selon un gradient exprime par :

$$\rho : \text{Densité du fluide.} \quad \frac{\partial P}{\partial Z} \Big|_{\text{gra}} = \rho \cdot g$$

g : Accélération.

Pour convertir la mesure du gradient de pression en (psi/m) en une densité exprimée en (g/cm³), on utilise la relation suivante :

Densité du fluide (g /cm3) = gradient de pression (psi/m) * 0,703

- **Analyse de la pression de formation**

Après avoir choisi les valeurs de pression stabilisées à chaque profondeur et éliminer les points anormaux qui peuvent être dus, soit aux surcharges, soit correspondre à des formations compactes ou encore à des pertes d'étanchéité. Nous obtenons les gradients de pression de formation ; c'est ainsi que le profil de pression sera dressé.

A partir de ce profil, les points alignés sont représentatifs d'un certain type de fluide, l'intersection de ces lignes nous donne la profondeur des différents contacts (figure V.5).

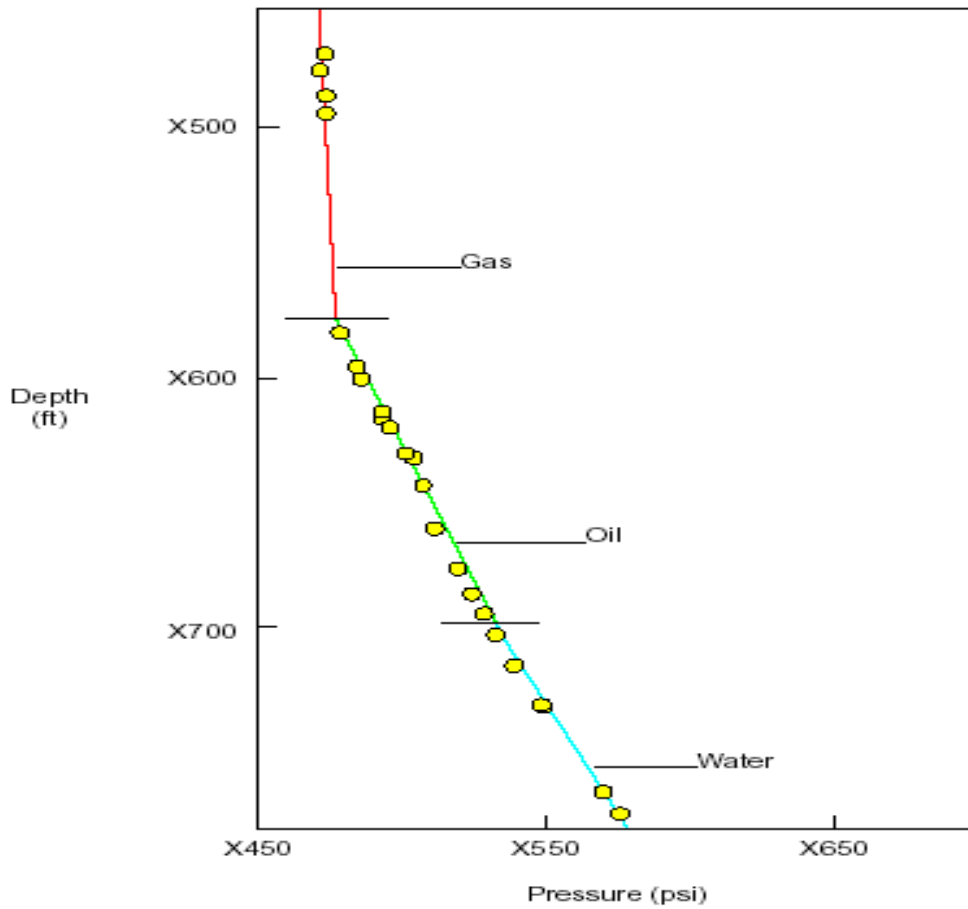


Figure V.5. Exemple d'un profil de pression

IV.2.9. Interprétation des profils de pression

Pour déterminer les gradients de pression, nous alignons le maximum de points passant par la même droite. L'intersection des gradients de pression correspond à différentes profondeurs, et nous renseigne sur les contacts possibles.

IV.3. Application

- ***Puits NZ-23***

L'interprétation des données de pressions du puits **NZ-23** dont les valeurs de pression et de profondeur figurent dans le tableau annexe (07) et dont le profil de pression est représenté sur la figure V.6, a donné les résultats suivants :

- ✓ Un gradient de 0.34 PSI/m à l'intervalle [2449-2588.5] m correspond à du gaz de densité 0.24 g/cm^3
- ✓ Un gradient de 1.83 PSI/m à l'intervalle [2648-2660] m correspond à de l'eau de densité 1.28 g/cm^3
- **Évaluation des contacts**

Le contact « gaz-eau » est estimé à une profondeur de 2630 m.

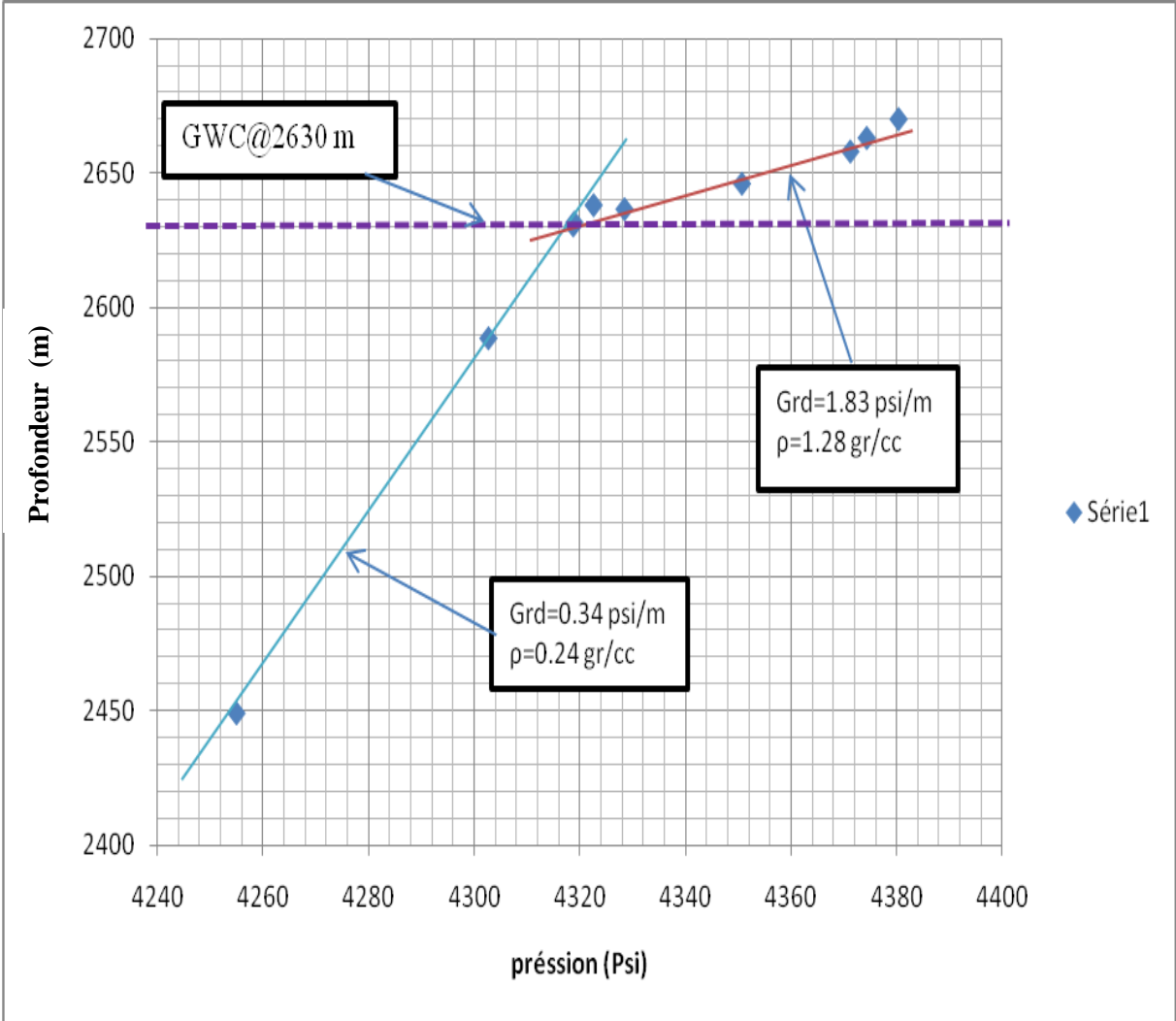


Figure V.6. Profil de pression du puits NZ-23

Chapitre 5 : Synthèse des résultats et conclusions

L'interprétation des résultats du XPT, en complément avec l'étude diagraphique de nos sondages, a permis une meilleure évaluation de nos puits pour un bon plan d'exploitation.

V.1. Synthèse des résultats

Une comparaison des résultats de diagraphie et de XPT, montre pour :

✓ **NZ-23 :**

Les résultats obtenus avec les diagraphies ont montré que le contact gaz/eau est estimé à une profondeur de 2629 m.

Les résultats obtenus avec le XPT concordent parfaitement avec ceux des diagraphies.

Le XPT est estimé à une profondeur de 2630 m. Cette différence de 1m n'est pas suffisante pour affirmer que les résultats ne coïncident pas mais bien au contraire.

Au cours de cette étude, l'outil XPT nous donne l'intervalle correspondant à chaque fluide ainsi que son gradient et sa densité tout en notant l'identification rapide du type de fluide grâce à l'OFA « analyseur optique des fluides ».

L'exploitation préliminaire des résultats du XPT permet de déterminer l'identification des zones perméables et imperméables :

- **Une zone imperméable apparaît sur le log lors de l'ouverture de la chambre de pré-test par une grande chute de pression.**
- **Une zone perméable est identifiée par une faible chute de pression.**

En plus de la prise d'échantillon de fluide de formation et de la précision sur les mesures de pression au voisinage d'un sondage avec des réponses dynamiques, le XPT a trouvé beaucoup d'applications dans le domaine des techniques de réservoir.

En effet, dans le cas des champs inexploités, il permet une meilleure définition des gradients hydrostatiques car les pressions liées à l'équilibre « pesanteur – capillarité » restent invariantes au cours du temps.

Toutefois, le XPT peut être utilisé pour des corrélations de puits à puits.

La pression du XPT nous sert à mieux définir les contacts entre fluide [GOC, OWC, GWC] par rapport à ceux que les diagraphies classiques peuvent suggérer à partir des profils de saturation qui peuvent être erronés à cause des hétérogénéités des réservoirs. L'application des diagraphies en premier lieu serait insuffisante à une détermination exacte des paramètres essentiels tels que le type de fluide, sa densité et leur distribution dans le réservoir.

V.2. Conclusion

Les résultats de notre étude nous ont amené à conclure que le champ de Nezla présente de bonnes caractéristiques pétrophysiques avec de grandes perspectives d'exploitation et de production.

Les hydrocarbures dans cette région se présentent essentiellement sous forme de Gaz.

Les techniques des diagraphies occupent une place très importante dans l'étude du réservoir, cependant l'application unique de cette méthode serait insuffisante à une détermination précise des paramètres essentiels.

C'est là que le XPT entre en jeu pour palier à ces lacunes et spécialement en déterminant les différentes pressions de formation.

L'efficacité de l'outil XPT a été prouvée et démontrée à plusieurs reprises suivant la nécessité de son application de par sa rapidité et sa précision pour résoudre certains problèmes.

Ce qui nous pousse à proposer son utilisation systématiquement si les réservoirs sont complexes.

Bibliographie

- Document *Sonatrach* ; Rapport géologique (PED).
- DESBRANDES .R (1968). Théorie et interprétation des diagraphies.
- MERABET.A (1993). Évaluation des sondages à partir des diagraphies classiques et de l’outil RFT.
- Schlumberger / Sonatrach (1995). WEC Algérie.
- Schlumberger (2000). Log interpretation Chart (Document *Sonatrach* PED).
- Schlumberger (1996). Wireline formation testing and sampling.
- SERRA .O (1979). Diagraphies différées (base de l’interprétation – tome 1).
- Site web : <http://www.slb.com>.

ملخص

موضوع بحثنا يتمثل في تخمين و تحليل العناصر البيتروفيزيائية (النفاذية؛التشبع بالماء؛ حساب حجم الصلصال) وذلك للحقل البترولي لجنوب نزلة و ذلك باستعمال مختلف التقنيات الموجودة؛يتم كل هذا بعد تسجيل المعلومات اللازمة في قاع البئر وبعد ذلك نستعمل العلاقات الفيزيائية لحساب كل من :النفاذية؛التشبع بالماء و حجم الصلصال؛ثم نقوم بتعيين نوعية الحقل المدروس و نوع الصلصال ثم نستعمل جهاز لقياس الضغط بدلالة العمق ليتم تعيين التلامس بين مختلف السوائل الموجودة داخل البئر.

الكلمات المفتاحية: البيتروفيزيائية؛النفاذية؛التشبع بالماء؛ حجم الصلصال

Résumé

Notre travail consiste à estimer et analyser les paramètres pétrophysiques (porosité, saturation en eau et le volume d'argile), pour déterminer ces paramètres il faut utiliser les diagraphies, les diagraphies occupent une place incontournable dans l'évaluation des réservoirs et la prospection pétrolière. Leur apport aide à mieux définir les paramètres réservoir les plus importants. Cependant, l'application unique de cette méthode s'avère insuffisante ; c'est pour cela et afin de combler quelques lacunes, nous nous sommes intéressées dans notre étude à une nouvelle forme d'outil appelé XPT [Xpress Pressure Tools].

Les mots clés : pétrophysiques, porosité, saturation en eau et volume d'argile .

Abstract

Our work consists of estimation and analysis of the petro physical parameters (Porosity, saturation in water and volume of clay). to determine these parameters, one should use diagraphies.

Diagraphie play an important role in the evaluation of reservoirs and petroleum prospection they help to better define the most important reservoirs parameters.

However , the application of this method is insufficient, for this reason we were interested in our study , in a new tool called XPT [Xpress Pressure Tools].

Key words: petro physical ,porosity,saturation in water and volume of clay.